



**Уральский
федеральный
университет**

имени первого Президента
России Б. Н. Ельцина

**Уральский
энергетический
институт**

**С. Е. КОКИН
С. А. ДМИТРИЕВ**

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА

Учебное пособие

Министерство образования и науки Российской Федерации
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев

Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса

Учебное пособие

Рекомендовано методическим советом
Уральского федерального университета
для студентов вуза, обучающихся
по направлению подготовки
13.03.02 — Электроэнергетика и электротехника

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2018

УДК 621.311.4:621.316.1(075.8)
ББК 31.278-02я73+31.279-02я73
К59

Рецензенты:

канд. техн. наук, замгендиректора по инвестиционной деятельности и развитию сети филиала ПАО «ФСК ЕЭС» — МЭС Урала *А. А. Тараненко*;
канд. техн. наук, замгендиректора ОАО «МРСК Урала», директор филиала «Свердловэнерго» *О. Б. Мошинский*

Научный редактор — канд. техн. наук, доц. *А. А. Суворов*

Кокин, С. Е.

К59 Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса : учеб. пособие / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2018. — 192 с.

ISBN 978-5-7996-2351-7

В пособии рассмотрены вопросы выбора числа и мощности силовых трансформаторов, схем электрических соединений, расчетов токов короткого замыкания, выбора коммутационных аппаратов и токоведущих частей, источников оперативного тока, системы питания собственных нужд подстанций, конструктивного выполнения подстанций, грозозащиты и заземления, а также систем мониторинга и диагностики технического состояния с позиций соответствия нормативно-техническим требованиям и дальнейшей эффективной эксплуатации объектов электросетевого комплекса.

Библиогр.: 25 назв. Табл. 26. Рис. 74. Прил. 9.

Учебное пособие разработано при поддержке базовой кафедры «Энергетика» УралЭНИИ УрФУ, «МРСК Урала» и Екатеринбургской электросетевой компании.

УДК 621.311.4:621.316.1(075.8)
ББК 31.278-02я73+31.279-02я73

ISBN 978-5-7996-2351-7

©Уральский федеральный
университет, 2018

Оглавление

| | |
|---|-----------|
| Список сокращений | 5 |
| Введение | 7 |
| 1. Оборудование подстанции. Общие технические требования | 9 |
| 2. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы | 14 |
| 2.1. Конструкция и принцип действия силовых трансформаторов ... | 14 |
| 2.2. Особенности автотрансформаторов | 25 |
| 2.3. Режим работы и нагрузочная способность трансформаторов | 28 |
| 2.4. Режимы работы автотрансформаторов | 36 |
| 2.5. Режим работы нейтрали трансформатора | 39 |
| 2.6. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях | 43 |
| 2.7. Преобразование исходных графиков нагрузки | 46 |
| 2.8. Расчет приведенных затрат | 48 |
| 3. Схемы электрических соединений распределительных устройств подстанций | 56 |
| 3.1. Общие сведения и определения | 56 |
| 3.2. Классификация подстанций | 57 |
| 3.3. Основные требования, предъявляемые к схемам | 58 |
| 3.4. Выбор схем электрических соединений распределительных устройств | 59 |
| 4. Расчет токов короткого замыкания | 65 |
| Методы и средства ограничения токов к. з. | 67 |
| 5. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей | 69 |
| 5.1. Выбор силовых выключателей и разъединителей | 69 |
| 5.2. Измерения на электроэнергетических объектах | 74 |
| 5.3. Выбор измерительных трансформаторов | 76 |
| 5.4. Выбор токоведущих частей | 83 |
| 6. Собственные нужды подстанций | 94 |
| 6.1. Система оперативного постоянного тока | 96 |
| 6.2. Выбор аккумуляторной батареи | 99 |

| | |
|--|------------|
| 6.3. Классификация электроприемников собственных нужд | 104 |
| 6.4. Схема питания электроприемников собственных нужд | 105 |
| 6.5. Выбор трансформаторов собственных нужд подстанций..... | 109 |
| 6.6. Система заземления..... | 112 |
| 7. Конструктивное исполнение распределительных устройств..... | 115 |
| 7.1. Требования к распределительным устройствам..... | 116 |
| 7.2. Классификация распределительных устройств | 118 |
| 7.3. Конструкция ячеек комплектных распределительных устройств 10(6) кВ | 123 |
| 7.4. Компоновка распределительных устройств | 127 |
| 7.5. Молниезащита и заземление..... | 135 |
| 8. Мониторинг и диагностика оборудования подстанций | 141 |
| 8.1. Диагностика состояния основного и вспомогательного оборудования | 141 |
| 8.2. Системы мониторинга параметров силового оборудования | 146 |
| Список библиографических ссылок | 150 |
| Приложение 1. Алгоритмы выбора схем электрических соединений распределительных устройств..... | 153 |
| Приложение 2. Методика расчета гибких проводников на электродинамическую стойкость | 155 |
| Приложение 3. Номинальные параметры силовых трансформаторов ... | 163 |
| Приложение 4. Номинальные параметры коммутационных аппаратов .. | 165 |
| Приложение 5. Разрядные характеристики аккумуляторных батарей GroE | 171 |
| Приложение 6. Нормы максимальных допустимых систематических нагрузок трансформаторов..... | 173 |
| Приложение 7. Нормы максимальных допустимых аварийных перегрузок трансформаторов..... | 177 |
| Приложение 8. Токоведущие части..... | 181 |
| Приложение 9. Комплектные трансформаторные подстанции..... | 183 |

Список сокращений

- АБ — аккумуляторная батарея;
АВ — автоматический выключатель;
АВР — автоматический ввод резерва;
АПВ — автоматическое повторное включение;
АСДУ — автоматизированная система диспетчерского управления;
АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическим процессом;
БМ — блок мониторинга;
ВЛ — воздушная линия;
ВН — высшее напряжение;
ДГ — дизель-генератор;
ЗРУ — закрытое распределительное устройство;
к. з. — короткое замыкание;
КРУ — комплектное распределительное устройство;
КРУН — комплектное распределительное устройство наружного исполнения;
КРУЭ — комплектное распределительное устройство элегазовое;
КСО — камера сборная одностороннего обслуживания;
КТП — комплектная трансформаторная подстанция;
ЛЭП — линия электропередачи;
МДС — магнитодвижущая сила;
МНК — метод неразрушающего контроля;
МЭК — международная энергетическая комиссия;
НК — неразрушающий контроль;
НН — низшее напряжение;
ННТ — наиболее нагретая точка;
НТП — нормы технологического проектирования;
ОПН — ограничитель перенапряжения;
ОРУ — открытое распределительное устройство;

ПА — противоаварийная автоматика;
ПС — подстанция;
РЗА — релейная защита и автоматика;
РПН — регулирование под нагрузкой;
РТСН — резервный трансформатор собственных нужд;
РУ — распределительное устройство;
СВ — секционный выключатель;
СМ — система мониторинга;
СН — среднее напряжение;
СОПТ — система оперативного постоянного тока;
ТСН — трансформатор собственных нужд;
ХАРГ — хроматографический анализ растворенных газов;
ЩСН — щит собственных нужд;
ЭДС — электродвижущая сила;
ЭЭС — электроэнергетическая система.

Введение

Рост производства и потребления электроэнергии сопровождается интенсивным развитием электросетевого комплекса, ключевым звеном которого являются электрические подстанции.

Проектирование электрических подстанций (ПС) представляет собой сложный процесс выработки и принятия решений по составу электрооборудования, главным схемам электрических соединений, компоновкам и конструкциям распределительных устройств, общесистемным средствам управления, включающим релейную защиту и автоматику (РЗА), противоаварийную автоматику (ПА), а также автоматизированную систему диспетчерского управления (АСДУ), автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУ ТП), на современной технологической базе [1]. При проектировании ПС следует обеспечить надежное и качественное электроснабжение потребителей с внедрением передовых проектных решений, обеспечивающих высокий уровень технологических процессов, экономическую эффективность, экологическую безопасность и охрану окружающей среды, а также ремонтпригодность применяемого оборудования и конструктивных элементов.

Проектирование ПС должно быть реализовано в рамках действующей нормативно-технической базы, включающей требования и рекомендации «Правил устройства электроустановок» [2], «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» [3], а также прочих отраслевых норм и инструкций по развитию электросетевого комплекса.

В распределительном сетевом комплексе строительство новой ПС или техническое перевооружение действующего энергообъекта должно быть направлено на удовлетворение требований внешнего элек-

троснабжения потребителей электроэнергии (групп потребителей), оптимизацию работы электрической сети за счет обеспечения условий регулирования напряжения в нормальных и расчетных послеаварийных режимах работы электрической сети, в том числе установку трансформаторов с РПН и др. [3], исключение перегруженных участков электрической сети для снижения потерь электроэнергии, ограничение токов короткого замыкания (к. з.).

Новые и реконструируемые ПС напряжением 110 кВ и выше рекомендуется оборудовать системами мониторинга и диагностики технического состояния силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, элегазовых распределительных устройств (РУ), маслонаполненных вводов и др.

В данном учебном пособии приведены методики выбора силовых трансформаторов и главных схем электрических соединений, соответствующие типовым решениям. Приведены рекомендации для расчета токов короткого замыкания, рассмотрены вопросы выбора аппаратуры и токоведущих частей, компоновки и конструктивных особенностей РУ различного класса напряжения, уделено внимание вопросам собственных нужд и оперативного тока ПС. Кроме того, учебное пособие содержит справочные материалы, необходимые для выбора и обоснования основного электрооборудования ПС.

1. Оборудование подстанции.

Общие технические требования

Подстанция — электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из силовых трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств [4].

Распределительное устройство (РУ) — электроустановка, предназначенная для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении и содержащая коммутационные аппараты и соединяющие их сборные шины (секции сборных шин), устройства управления и защиты. Следует отметить, что к устройствам управления относятся аппараты и связывающие их элементы, обеспечивающие контроль, измерение, сигнализацию и выполнение команд [4].

Основным назначением РУ является обеспечение связности элементов электрической сети в различных режимах работы. К внешним присоединениям РУ относятся линии электропередачи (ЛЭП) соответствующего класса напряжения, силовые трансформаторы (автотрансформаторы), а также генерирующее оборудование (генераторы и блоки «генератор — трансформатор»).

Все внутренние элементы РУ подразделяются на схемообразующие и вспомогательные. К первой категории относятся те элементы, которые оказывают непосредственное влияние на процесс передачи и распределения электрической энергии, на связность присоединений — коммутационные аппараты, включая силовые выключатели, выключатели нагрузки и разъединители, а также токоведущие части. К вспомогательным элементам относятся измерительные трансформаторы тока и напряжения и ограничители перенапряжения или разрядники.

Все оборудование, принятое к установке на новых и реконструируемых ПС, должно соответствовать типовым техническим требованиям, определяющим условия эксплуатации, номинальные параметры и характеристики, требования к материалам, конструкции, надежности, безопасности и экологичности, нормирующим комплект поставки, маркировку, упаковку, транспортирование, хранение и сервисное обслуживание.

Условия эксплуатации оборудования определяются следующими показателями:

- 1) номинальное и наибольшее рабочее напряжение сети;
- 2) высота установки над уровнем моря;
- 3) климатическое исполнение;
- 4) категория размещения;
- 5) верхнее и нижнее рабочие значения температуры окружающего воздуха.

Номинальное и наибольшее рабочее напряжение сети нормируются ГОСТ 15163–96 в зависимости от класса напряжения сети. Под классом напряжения электрооборудования понимается номинальное междуфазное напряжение электрической сети, для работы в которой предназначено электрооборудование. Согласно ГОСТ Р 55195–2012 [5] установлены следующие рабочие напряжения (табл. 1.1).

Приведенные в табл. 1.1 значения напряжений определены для электроустановок, расположенных на высоте до 1000 м над уровнем моря.

Таблица 1.1

Классы напряжения электрооборудования

| Класс напряжения электрооборудования | Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования | Номинальное напряжение электрической сети | Наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение в электрической сети |
|--------------------------------------|---|---|--|
| 1 | 1,1 | 1,0 | 1,1 |
| 3 | 3,6 | 3,0 | 3,5 |
| | | 3,15 | 3,5 |
| | | 3,3 | 3,6 |
| 6 | 7,2 | 6,0 | 6,9 |
| | | 6,6 | 7,2 |
| 10 | 12,0 | 10,0 | 11,5 |
| | | 11,0 | 12,0 |

Окончание табл. 1.1

| Класс напряжения электрооборудования | Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования | Номинальное напряжение электрической сети | Наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение в электрической сети |
|--------------------------------------|---|---|--|
| 15 | 17,5 | 13,8 | 15,2 |
| | | 15,0 | 17,5 |
| | | 15,75 | 17,5 |
| 20 | 24,0 | 18,0 | 19,8 |
| | | 20,0 | 23,0 |
| | | 22,0 | 24,0 |
| 24 | 26,5 | 24,0 | 26,5 |
| 27 | 30,0 | 27,0 | 30,0 |
| 35 | 40,5 | 35,0 | 40,5 |
| 110 | 126,0 | 110,0 | 126,0 |
| 150 | 172,0 | 150,0 | 172,0 |
| 220 | 252,0 | 220,0 | 252,0 |
| 330 | 363,0 | 330,0 | 363,0 |
| 500 | 525,0 | 500,0 | 525,0 |
| 750 | 787,0 | 750,0 | 787,0 |

Климатическое исполнение и категория размещения узлов оборудования и аппаратов нормируются ГОСТ 15150–69 [6]. Климатические исполнения приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Климатическое исполнение

| Климатическое исполнение | Обозначение | | | Средние температуры из ежегодных экстремальных среднесуточных, °С | | Среднегодовая относительная влажность, % при среднегодовой температуре, °С |
|--|-------------|-----------|----------|---|------|--|
| | Буквенное | | Цифровое | | | |
| | Русское | Латинское | | Макс. | Мин. | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Для эксплуатации на суше, реках и озерах | | | | | | |
| С умеренным климатом | У | N | 0 | +38 | −40 | 75/+15 |
| С умеренным и холодным климатом | УХЛ | NF | 1 | +38 | −55 | 75/+15 |
| С холодным климатом | ХЛ | F | 1 | +33 | −55 | 85/−6 |
| С влажным и тропическим климатом | ТВ | TH | 2 | +35 | −12 | 80/+27 |

Окончание табл. 1.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|--|----------|----------|----------|------------|------------|---------------|
| С сухим и тропическим климатом | ТС | ТА | 3 | +43 | 0 | 40/+27 |
| Как с сухим, так и с влажным тропическим климатом | Т | Т | 4 | +43 | 0 | 80/+27 |
| Общеклиматическое исполнение (кроме районов с очень холодным климатом) | О | U | 5 | +43 | −55 | 80/+27 |
| Для эксплуатации в районах с морским климатом | | | | | | |
| С умеренно-холодным морским климатом | М | М | 6 | +40 | −40 | 80/+22 |
| С тропическим морским климатом | ТМ | MT | 7 | +45 | +11 | 70/+29 |
| Общеклиматическое исполнение с морским климатом | ОМ | MU | 8 | +45 | −45 | 80/+27 |
| Всеклиматическое исполнение (кроме районов с очень холодным климатом) | В | W | 9 | +43 | −55 | 80/+27 |

Определены следующие категории размещения оборудования.

1 категория — для эксплуатации на открытом воздухе с учетом совокупного воздействия характерных для соответствующего климатического исполнения условий окружающей среды.

2 категория — для эксплуатации под навесами, в металлических помещениях без утепления, а также в оболочках комплектных распределительных устройств категории 1, исключая прямое воздействие солнечного излучения и атмосферных осадков, при соответствующей температуре и влажности внешней среды.

3 категория — для эксплуатации в закрытых помещениях с естественной вентиляцией, но без искусственно регулируемых климатических условий, например в металлических с теплоизоляцией, каменных, бетонных или деревянных помещениях, существенно снижающих воздействие атмосферных осадков, ветра, прямого солнечного излучения, конденсацию влаги, при колебаниях температуры и влажности существенно меньших, чем на открытом воздухе.

4 категория — для эксплуатации в закрытых помещениях с искусственно регулируемыми климатическими условиями, при отсутствии воздействия прямого солнечного излучения, атмосферных осадков, ветра, песка, пыли, а также отсутствующей или умеренной конденсации влаги.

5 категория — для эксплуатации в помещениях с повышенной влажностью, в том числе в неотапливаемых и невентилируемых, в шахтах, подвалах, в почве.

В зависимости от климатического исполнения и категории размещения определяются эксплуатационные диапазоны температуры среды и ее влажности (табл. 1.3) [7].

Таблица 1.3

Нормальные условия эксплуатации

| Исполнение | Температура, °С | Влажность при 25 °С, % |
|------------|-----------------|------------------------|
| У1 | +40/–45 | 100 |
| УХЛ1 | +40/–60 | 100 |
| ХЛ1 | +40/–60 | 100 |
| У3 | +40/–45 | 98 |
| УХЛ3 | +40/–60 | 98 |
| ХЛ3 | +40/–60 | 98 |

Технические требования на конкретные виды электрооборудования установлены действующими стандартами и рассмотрены в соответствующих разделах настоящего учебного пособия.

Следует отметить, что номинальные параметры электрооборудования во многом определяются классом напряжения электрической сети, режимом работы нейтрали, величиной токов нормального и послеаварийного режимов, уровнем токов к. з., а также конструктивным выполнением ПС. Все указанные факторы в совокупности определяют надежность эксплуатации электроустановки и ее эффективность.

2. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы

2.1. Конструкция и принцип действия силовых трансформаторов

Трансформатор — статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанные обмотки и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока [8]. В свою очередь, силовой трансформатор — трансформатор для преобразования электрической энергии в электрических сетях и в установках, предназначенных для приема и использования электрической энергии. К силовым относятся трансформаторы трехфазные и многофазные мощностью $6,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ и более, однофазные мощностью $5 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ и более.

Передача электрической энергии с одного уровня напряжения на другой происходит либо электромагнитным путем (трансформаторы), либо комбинированно — электромагнитным и электрическим путем (автотрансформаторы).

Условные обозначения силовых трансформаторов и автотрансформаторов в принципиально упрощенных электрических схемах приведены на рис. 2.1.

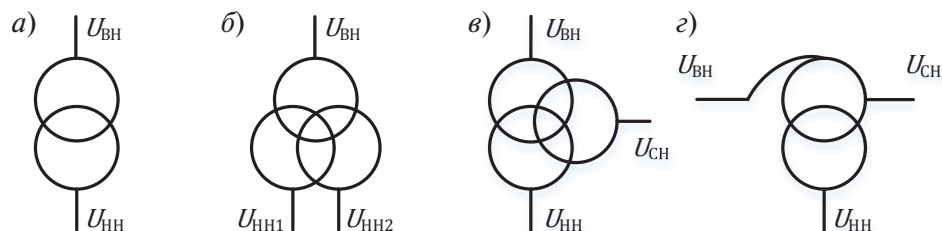


Рис. 2.1. Условные обозначения силовых трансформаторов:

а) двухобмоточный; б) двухобмоточный с расщепленной обмоткой НН; в) трехобмоточный; г) автотрансформатор

Рассмотрим принцип действия на примере однофазного двухобмоточного трансформатора (рис. 2.2). Если первичную обмотку трансформатора при разомкнутой вторичной включить в сеть переменного тока с напряжением u_1 , то по ней потечет ток $i_1 = i_{xx}$, называемый током холостого хода. Обусловленная током i_{xx} магнитодвижущая сила (МДС) первичной обмотки $i_{xx} \omega_1$ создает в магнитопроводе трансформатора переменный магнитный поток Φ , который почти полностью, за исключением некоторого рассеяния, сцеплен со всеми витками первичной и вторичной обмоток. Магнитный поток Φ в соответствии с законом электромагнитной индукции наведет в первичной обмотке ЭДС самоиндукции e_1 , значение которой пропорционально числу витков ω_1 , а во вторичной обмотке — ЭДС e_2 , пропорциональную числу витков ω_2 .

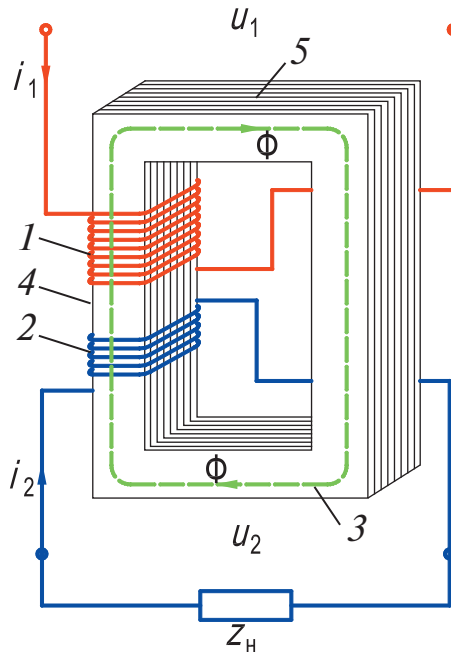


Рис. 2.2. Электромагнитная система на примере однофазного двухобмоточного трансформатора:

1 — первичная обмотка; 2 — вторичная обмотка; 3, 4, 5 — магнитопровод; 4 — стержень магнитопровода; 3, 5 — ярма магнитопровода

Основными элементами силового трансформатора являются магнитопровод с обмоткой (рис. 2.2, 2.3). В совокупности магнитопровод и обмотки образуют активную часть силового трансформатора. Про-

чие элементы являются конструктивными вспомогательными, обеспечивающими его нормальное функционирование.

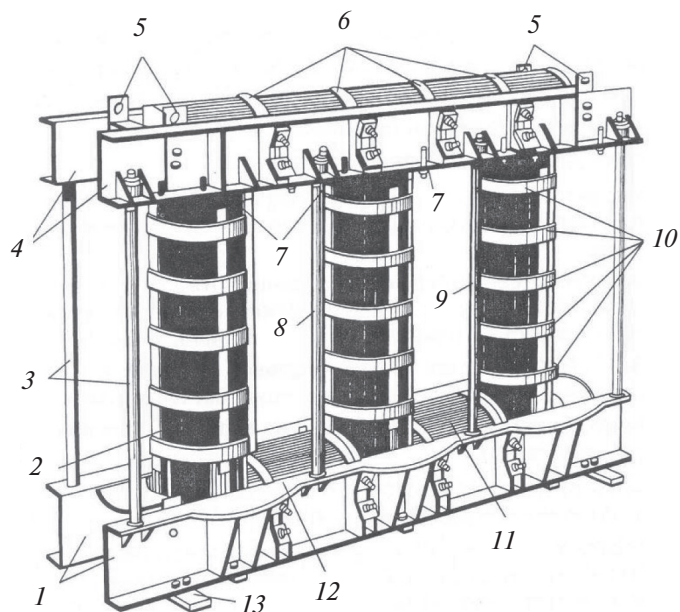


Рис. 2.3. Остов трансформатора с прессующими шпильками:

1, 4 — нижние и верхние ярмовые балки; 2 — стержень магнитопровода; 3 — связующие шпильки с бумажно-бакелитовыми трубками на крайних стержнях; 5 — подъемные планки; 6 — полубандажи; 7 — винты для подпрессовки обмоток; 8, 9 — стягивающие шпильки между стержнями; 10 — стеклобандажи; 11 — нижнее ярмо; 12 — фасонные полки для опоры обмоток; 13 — стальные опорные пластины магнитопровода

Магнитопровод набран из листов электротехнической стали толщиной 0,35–0,5 мм в единую жесткую конструкцию. Для уменьшения потерь от вихревых токов листы перед сборкой изолируют лаком, или покрытиями на основе жидкого стекла, или путем специальной химической обработки. В настоящее время для изготовления магнитопроводов используют текстурированную холоднокатаную электротехническую сталь, что снижает потери на намагничивание более чем в 3,5 раза по сравнению с магнитопроводами из горячекатаной стали.

Обмотки прямоугольного или круглого сечения изготавливаются из электротехнической меди, реже из алюминия.

Баки масляных трансформаторов выполняются из листовой стали. Между съемной крышкой и баком помещается прокладка из маслоупорной резины.

Вводы высшего и низшего напряжений устанавливаются на крышке бака. Вводы напряжением 110 кВ и выше снабжаются встроенными трансформаторами тока для релейной защиты и измерений.

Расширитель обеспечивает заполнение маслом бака при изменении температурных условий его работы, а также сокращает поверхность соприкосновения трансформаторного масла с атмосферой. В ряде случаев расширитель заполняется инертным газом (азотная подушка).

Поворотные катки обеспечивают перемещение трансформатора во взаимно перпендикулярных направлениях по территории объекта.

Магнитопровод и бак надежно заземляются при помощи специального болта на корпусе трансформатора.

Увеличение единичной мощности трансформаторов ставит целый ряд трудноразрешимых проблем, вызванных увеличением их габаритов и массы. Это прежде всего проблемы транспортировки, а также ремонта трансформаторов, их влияния на окружающую среду (как доставить трансформатор с завода-изготовителя до объекта установки, а при организации ремонта — где производить ремонт, как доставить трансформатор на ремонтную площадку, какими подъемными устройствами пользоваться при ремонтных разборках трансформатора).

На крупных энергетических объектах ремонт трансформаторов организуется на ремонтной площадке. Для облегчения подъемных устройств, устанавливаемых на ремонтных площадках, существуют две конструктивные схемы изготовления трансформаторов.

Для трансформаторов с массой активных частей меньше 25 т применяется конструктивная схема с верхним разъемом бака. При ремонте поднимают крышку вместе с укрепленными на ней активными частями трансформатора и вводами высокого и низкого напряжения.

Для трансформаторов с массой активных частей 25 т и более применяется конструктивная схема с нижним разъемом бака. В этом случае при ремонте поднимают колокол с вводами. Наиболее активные массивные части трансформатора остаются на днище. Это позволяет применять более легкие подъемники. Конструкция мощных трансформаторов (25 МВА и более) позволяет снять вводы напряжением 110 кВ и выше без разборки самого трансформатора, что облегчает массу поднимаемой части. В трансформаторе с нижним разъемом возникает повышенная опасность утечки трансформаторного масла при повреждении прокладки из маслостойкой резины между днищем и колоколом.

Для доставки на ремонтную площадку практически все трансформаторы мощностью 2,5 МВА и более оборудованы поворотными катками, что позволяет перемещать их вдоль, а также поперек оси установки. При помощи лебедки, устанавливаемой на специальном фундаменте, трансформатор стягивают (перемещают) в направлении, перпендикулярном оси его установки, до колеи, ведущей на ремонтную площадку. Затем при помощи домкратов, устанавливаемых на фундаментах, приподнимают его и поворачивают катки на 90° , после чего его перемещают по этой колее — обычно также при помощи лебедки.

Вопросы обеспечения доставки трансформатора от завода-изготовителя до объекта его установки связаны с ограничениями на габариты и массу неразборных частей. Так, например, на железных дорогах различают пять категорий негабаритных грузов.

Грузы, устанавливаемые на подвижной состав по плоскости, перпендикулярной железнодорожному полотну, не должны быть выше 5 м от головки рельса и не должны выдвигаться от оси железнодорожного пути более чем на 1,9 м. Существуют железнодорожные платформы для перевозки грузов массой до 500 т.

Менее жесткие требования к габаритам частей трансформатора предъявляются при перевозке на автодорожных транспортерах. При этом массы перевозимых грузов достигают больших величин. Специальный автотранспортер, созданный Одесским институтом ОРГЭНЕРГОСТРОЙ для первой очереди Сургутской ГРЭС, рассчитан на перевозку грузов массой до 340 т. В мировой практике имеются автотранспортеры фирмы «Крейн» для перевозки грузов массой до 300 т.

Вопросы перевозки настолько сложны, что вначале решают их, а потом уже окончательно разрабатывают конструкцию трансформатора. Решают проблемы уменьшения габаритов и массы, интенсификации использования материалов (повышение отношения мощность/масса), а также форсировки охлаждения. Частично решение проблем идет за счет применения новых материалов. С этой же целью применяют группы из трехфазных и однофазных трансформаторных единиц, а также изготавливаются разборные установки, собираемые непосредственно на площадке энергообъекта.

Эволюция трансформаторостроения связана не только с вопросами транспортных ограничений и охлаждения активных материалов, но и с ростом токов к. з. (ТКЗ) на стороне низшего напряжения (НН) при увеличении номинальной мощности трансформатора ($S_{\text{т.ном}}$). Уве-

личение ТКЗ происходит из-за уменьшения реактивного сопротивления (x_T) при тех же относительных каталожных напряжениях короткого замыкания (u_k). Как известно из курса «Электрические машины»:

$$x_T = \frac{u_k \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{Т,НОМ}}, \quad (2.1)$$

где $U_{ВН}$ — высшее номинальное напряжение трансформатора.

Увеличение ТКЗ требует применения более мощных коммутационных аппаратов и токопроводов НН, что приводит к существенному удорожанию установки.

Рассмотрим качественную картину развития трансформаторостроения. При переходе со ступени мощности 6,3 МВА (рис. 2.1, а) к ступени 20 МВА для сохранения класса оборудования энергообъекта u_k увеличивается. Но при этом следует учесть, что из-за увеличения x_T растут потери напряжения в трансформаторе.

Дальнейший рост мощности, стремление сохранить класс оборудования (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и т. д.) и ограничить потери напряжения, а также конструктивные соображения привели к появлению трансформаторов с расщепленными обмотками (рис. 2.1, в). Обмотка НН у таких трансформаторов разделена на несколько (чаще всего на две) электрически не связанных частей с отдельными выводами НН. Каждая часть с точки зрения режимов может работать независимо от других с нагрузкой от холостого хода до номинальной мощности данной обмотки. Суммарная мощность всех расщепленных частей равна мощности обмотки высшего напряжения (ВН), т. е. номинальной мощности трансформатора. В случае, когда сопротивление системы (x_c) достаточно велико, части расщепленной обмотки трансформатора могут быть соединены параллельно.

Обычно это трансформаторы подстанций мощностью 25–80 МВА. Мощность каждой из двух обмоток НН равна 50 % мощности обмотки ВН.

Назначение этих трансформаторов — снижение токов к. з. в распределительных сетях и сетях собственных нужд электростанций. Индуктивное сопротивление для одной обмотки почти в два раза выше, чем при параллельной работе двух расщепленных обмоток. Допустимые перегрузки каждой из обмоток в отдельности определяются по общим правилам.

Увеличение мощности до пределов 63–80 МВА вновь приводит к использованию двухобмоточных трансформаторов с нерасщепленными обмотками. Это обычно стационарные трансформаторы, через которые подаются в сеть активная и реактивная мощности. Большие индуктивные сопротивления трансформатора здесь нежелательны, и эти соображения преобладают над желанием снизить токи к. з. и облегчить аппаратуру.

Следует отметить, что при изготовлении сверхмощных трансформаторов помимо транспортных ограничений возникает целый ряд других проблем, требующих решения. К ним относятся охлаждение, борьба с шумом и вибрациями магнитопроводов, борьба с добавочными потерями и местным перегревом активных частей от токов рассеяния и токов отводов НН, стойкость обмоток к сквозным коротким замыканиям и т. п.

В электроэнергетических сетях 35–220 кВ преимущественно применяются двухобмоточные и трехобмоточные трехфазные трансформаторы. Трехобмоточные трансформаторы, как правило, устанавливают, если на подстанциях и электростациях питание потребителей и выдача мощности производится на двух напряжениях: высшем (ВН) и среднем (СН) или среднем и низшем (НН). Установка трехобмоточных взамен двухобмоточных обеспечивает снижение занимаемой площади, материалов и капитальных вложений, а также сокращает потери

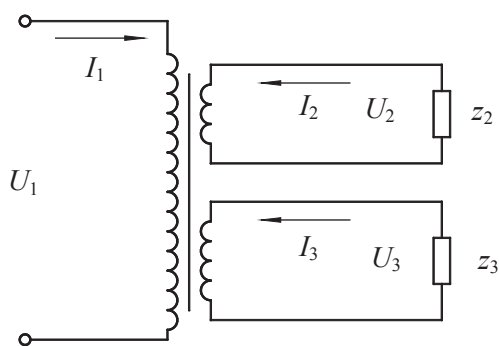


Рис. 2.4. Схема трехобмоточного трансформатора

при электрической энергии.

Трехобмоточные трансформаторы применяют в основном в качестве понижающих трансформаторов мощностью до 100 МВА с высшим напряжением до 220 кВ. В трехобмоточном трансформаторе имеются три электрически не связанные друг с другом обмотки, из которых одна является первичной, а две другие — вторичными

(рис. 2.4). Мощности обмоток высшего, среднего и низшего напряжений составляют соответственно 100 %/100 %/100 %, 100 %/100 %/67 % и 100 %/67 %/100 % от номинальной мощности трансформатора. Следует отметить, что сумма нагрузок обмоток СН и НН не должна пре-

вышать номинальной мощности трансформатора. Обмотки трехобмоточных трансформаторов размещают на стержнях concentрически в следующем порядке (рис. 2.5): обмотку ВН — снаружи; обмотку НН — внутри, у стержня; обмотку СН — между обмотками ВН и НН.

При таком расположении напряжение к. з. между обмотками ВН и СН имеет минимальное значение, что позволяет передать большую часть мощности в сеть СН с минимальными потерями. Напряжение к. з. между обмотками ВН и НН относительно велико, что способствует ограничению тока к. з. в сети низшего напряжения.

Согласно ГОСТ Р 52719–2007 [9] и СТО 56947007–29.180.091–2011 стандартные схемы и группы соединения обмоток ВН, СН и НН трехфазных трехобмоточных трансформаторов представлены на рис. 2.6 и 2.7.

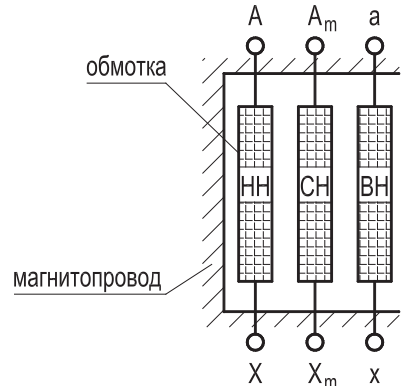


Рис 2.5. Расположение обмоток на стержне трехобмоточного трансформатора

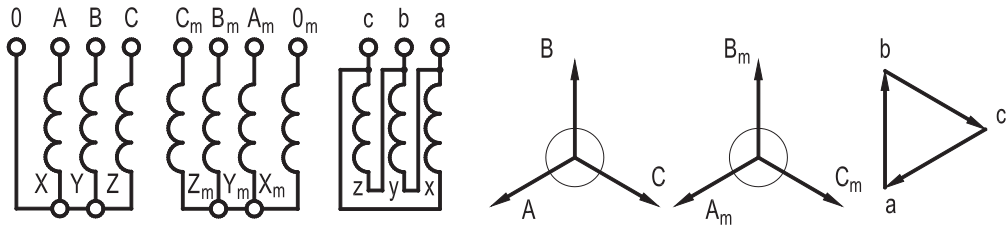


Рис. 2.6. Схема соединения обмоток ВН, СН, НН и векторная диаграмма трехобмоточного трансформатора с группами соединения обмоток $Y_N/Y_N/D-0-11$

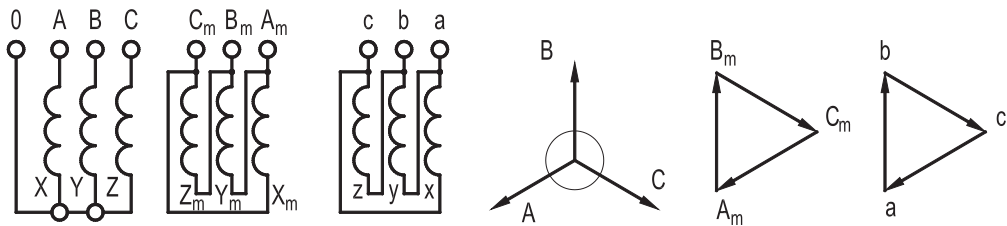


Рис. 2.7. Схема соединения обмоток ВН, СН, НН и векторная диаграмма трехобмоточного трансформатора с группами соединения обмоток $Y_N/D/D-11-11$

Разновидностью трехобмоточного трансформатора является трехфазный трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения. В таком трансформаторе (рис. 2.8, а) обмотка НН каждой фазы выполняется из двух частей (ветвей), расположенных симметрично по отношению к обмотке высшего напряжения. Номинальные напряжения ветвей обмотки одинаковы. Мощность каждой обмотки низшего напряжения составляет часть номинальной мощности трансформатора (при двух ветвях — $1/2$, при трех ветвях — $1/3$). В трехфазных трансформаторах обе части расщепленной обмотки размещены на общем стержне соответствующей фазы одна над другой, а в однофазных трансформаторах части обмотки размещены на разных стержнях. Каждая ветвь расщепленной обмотки имеет самостоятельные выводы. Допускается любое распределение нагрузки между ветвями расщепленной обмотки, например при двух ветвях одна ветвь может быть полностью нагружена, а вторая отключена, или обе ветви нагружены полностью. Достоинством трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения является большое сопротивление короткого замыкания между ветвями, что дает возможность ограничить ток к. з. на стороне низшего напряжения, например на подстанциях.

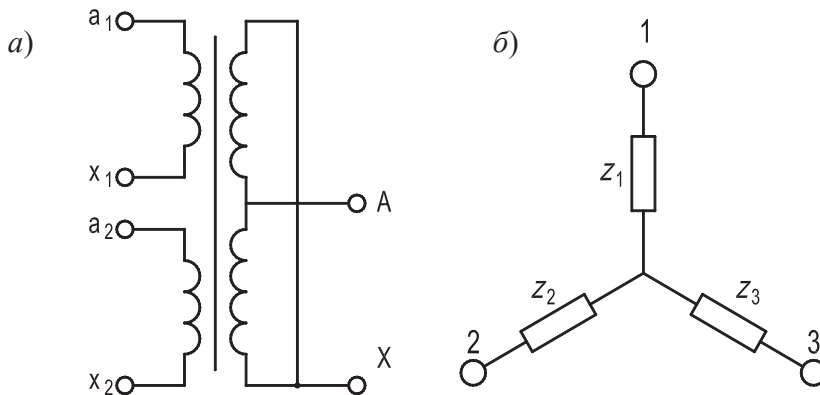


Рис. 2.8. Размещение обмоток (а) и схема замещения (б) трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения

Схема замещения двухобмоточного трансформатора, у которого обмотка НН расщеплена на две ветви, представляет собой трехлучевую звезду (см. рис. 2.8). Индуктивные сопротивления ее ветвей в относительных единицах при номинальных условиях следует определять по формулам:

$$\begin{aligned}x_{B(\text{НОМ})}^* &= 0,01 \cdot (u_{\text{кВН}} - 0,25u_{\text{кН1-Н2}}), \\x_{\text{Н1}(\text{НОМ})}^* &= x_{\text{Н2}(\text{НОМ})}^* = 0,005 \cdot u_{\text{кН1-Н2}},\end{aligned}\quad (2.2)$$

где $u_{\text{кВН}}$ — напряжение к.з. между обмоткой ВН и параллельно соединенными ветвями обмотки НН; $u_{\text{кН1-Н2}}$ — напряжение к.з. между ветвями обмотки низшего напряжения (измеряется при разомкнутой обмотке ВН).

При отсутствии данных о напряжении к.з. $u_{\text{кН1-Н2}}$ допускается для трехфазных трансформаторов принимать

$$\begin{aligned}x_{B(\text{НОМ})}^* &= 0,0125 \cdot u_{\text{к.ВН}}, \\x_{\text{Н1}(\text{НОМ})}^* &= x_{\text{Н2}(\text{НОМ})}^* = 0,0175 \cdot u_{\text{к.ВН}}.\end{aligned}\quad (2.3)$$

Сопротивление трансформатора определяется по следующему выражению:

$$x_{\text{T}} = x_{\text{В}} + x_{\text{Н}}, \quad (2.4)$$

$$x_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{T,НОМ}}}. \quad (2.5)$$

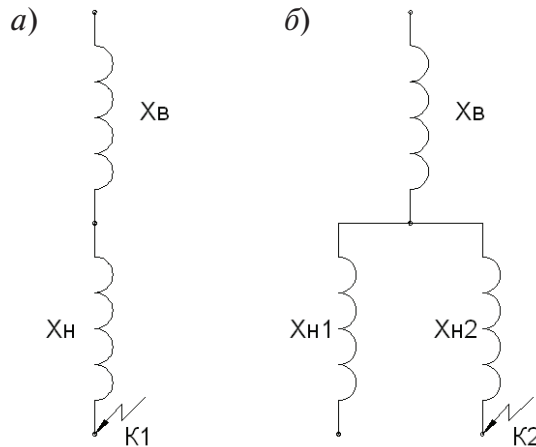


Рис. 2.9. Схемы силовых трансформаторов:

- а) двухобмоточный трансформатор;
б) двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН

В соответствии с выражением (2.3) сопротивление обмотки ВН двухобмоточного трансформатора и трансформатора с расщепленной обмоткой НН определяется следующим образом:

$$x_{\text{в}} = 0,125 \cdot x_{\text{м}}. \quad (2.6)$$

Сопротивления обмотки НН двухобмоточного трансформатора (рис. 2.8, а) и трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения (рис. 2.8, б) при параллельной работе НН1 и НН2 определяются по (2.7):

$$x_{\text{н}} = 0,875 \cdot x_{\text{т}}. \quad (2.7)$$

В том случае, если расщепление не используется НН, то суммарное сопротивление обмоток НН определяется как сумма сопротивлений обмоток Н1 и Н2:

$$x_{\text{н}} = \frac{x_{\text{н1}} \cdot x_{\text{н2}}}{x_{\text{н1}} + x_{\text{н2}}}. \quad (2.8)$$

Сопротивления каждой ветви расщепленной обмотки НН может быть определены как

$$x_{\text{н1}} = x_{\text{н2}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}} \cdot 1,75. \quad (2.9)$$

Соответственно, суммарные сопротивления двухобмоточного трансформатора и трансформатора с расщепленной обмоткой без использования расщепления

$$x_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}} \cdot 1. \quad (2.10)$$

При расщеплении обмотки НН суммарное сопротивление увеличивается в 1,875 раз:

$$x_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}} \cdot 1,875. \quad (2.11)$$

На современных крупных электростанциях и подстанциях часто применяют для связи двух напряжений автотрансформаторы, которые обладают существенными технико-экономическими преимуществами по сравнению с обычными трансформаторами: стоимость, расход активных материалов, потери электроэнергии значительно ниже.

2.2. Особенности автотрансформаторов

Автотрансформатор — силовой трансформатор, в котором две обмотки гальванически связаны и имеют за счет этого не только магнитную, но и электрическую связь.

Рассмотрим обычный двухобмоточный силовой трансформатор (рис. 2.10).

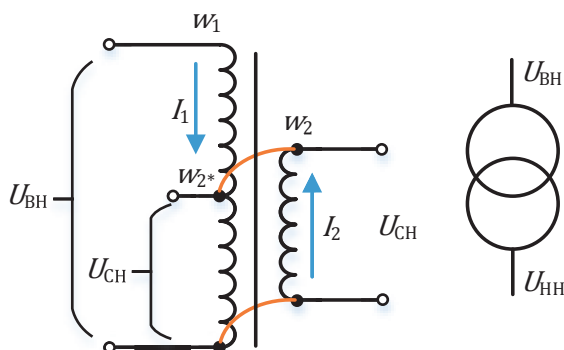


Рис. 2.10. Схема замещения трансформатора

Напряжение питающей стороны $U_{\text{ВН}}$, ток первичной обмотки I_1 , число витков первичной обмотки ω_1 ; вторичная обмотка с числом витков ω_2 , протекающим по ней током I_2 и напряжением на зажимах U_2 . (рис. 2.10). Номинальная мощность силового трансформатора определяется согласно выражению:

$$S_{\text{т.ном}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot I_1 = \sqrt{3} \cdot U_2 \cdot I_2.$$

Следует отметить, что напряжения на один виток как первичной, так и вторичной обмоток равны:

$$u = \frac{U_{\text{ВН}}}{\omega_1} = \frac{U_2}{\omega_2}.$$

Соединение двух точек равного потенциала не изменяет энергетическую систему. Учитывая, что $u = \text{const}$, отсчитаем от нейтрали первичной стороны ω_2 витков (рис. 2.11). Очевидно, что ω_{2*} имеет потенциал U_2 .

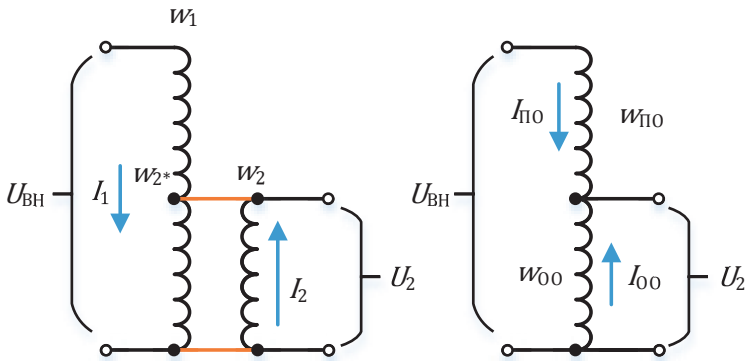


Рис. 2.11. Принцип получения автотрансформатора

В электроэнергетических системах применение получили трехобмоточные автотрансформаторы, принципиальная схема которых приведена на рис. 2.12.

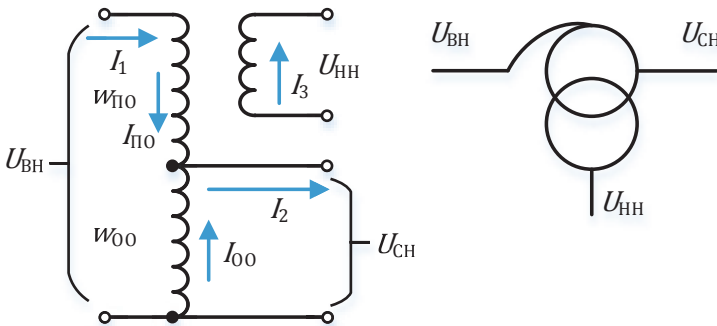


Рис. 2.12. Схема замещения автотрансформатора

Автотрансформатор существенно экономичнее силового трансформатора с электромагнитной связью при их равных номинальных мощностях, имеет меньшие массу, размеры и расход электротехнической стали, обмоточных проводов, потери электрической энергии в обмотках и магнитной системе и, как следствие, более высокий КПД. Снижение потерь объясняется тем, что в отличие от силового трансформатора в автотрансформаторе только часть мощности передается электромагнитным путем в обмотку НН. Остальная часть передается непосредственно из первичной (ВН) во вторичную цепь (СН) за счет электрической связи между ними.

В первичной обмотке автотрансформатора (рис. 2.12) принято выделять общую обмотку с числом витков $\omega_{\text{ОО}} = \omega_2$ и последовательную — $\omega_{\text{ПО}} = \omega_1 - \omega_2$.

Мощность последовательной обмотки определяется по выражению:

$$S_{\text{ПО}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ПО}} \cdot I_{\text{ПО}},$$

где $U_{\text{ПО}} = U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}$, $I_{\text{ПО}} = I_1$, $U_{\text{СН}} = U_{\text{ВН}} / k_{\text{Т}}$.

$$S_{\text{ПО}} = \sqrt{3} \cdot I_1 \cdot (U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}).$$

Поскольку $U_{\text{СН}} = U_{\text{ВН}} / k_{\text{Т}}$, следовательно,

$$S_{\text{ПО}} = \sqrt{3} \cdot I_1 \cdot \left(U_{\text{ВН}} - \frac{U_{\text{СН}}}{k_{\text{Т}}} \right) = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot I_1 \cdot \left(1 - \frac{1}{k_{\text{Т}}} \right),$$

где $k_{\text{В}} = \left(1 - \frac{1}{k_{\text{Т}}} \right)$ — коэффициент выгодности.

Мощность последовательной обмотки

$$S_{\text{ПО}} = S_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{В}} = S_{\text{ТИП}}.$$

Мощность общей обмотки определяется аналогичным образом:

$$S_{\text{ОО}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ОО}} \cdot I_{\text{ОО}}.$$

Так как $U_{\text{ОО}} = U_{\text{СН}}$, $I_{\text{ОО}} = I_2 - I_1$, то

$$S_{\text{ОО}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{СН}} \cdot (I_2 - I_1),$$

где $I_1 = I_2 / k_{\text{Т}}$.

$$S_{\text{ОО}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{СН}} \cdot \left(I_2 - \frac{I_2}{k_{\text{Т}}} \right) = \sqrt{3} \cdot U_{\text{СН}} \cdot I_2 \cdot \left(1 - \frac{1}{k_{\text{Т}}} \right),$$

так как $k_{\text{В}} = (1 - 1/k_{\text{Т}})$, $S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{СН}} \cdot I_2$, то

$$S_{\text{ОО}} = S_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{В}} = S_{\text{В}} = S_{\text{ТИП}}, \quad (2.12)$$

где $S_{\text{ТИП}}$ — мощность, которая передается электрическим путем. Иначе говоря, это та мощность, которую имел бы обычный трансформатор при тех же затратах; $k_{\text{В}}$ — коэффициент выгодности, характеризующий долю мощности, передаваемую электрическим путем. Чем меньше $k_{\text{В}}$, тем экономичнее автотрансформатор.

Третичная обмотка (НН) автотрансформатора не имеет гальванической связи. Мощность в нее поставляется только электромагнитным путем. Таким образом, через третичную обмотку нельзя передать мощность, превышающую типовую.

2.3. Режим работы и нагрузочная способность трансформаторов

При проектировании ПС немаловажное значение имеют вопросы выбора трансформаторов с учетом их нагрузочной способности и срока эксплуатации. Нормативный срок службы (25–30 лет), гарантированный заводом-изготовителем, определяется для нормальных условий эксплуатации при непрерывной постоянной нагрузке $S_{\text{нагр}}$ исходя из следующих условий:

$$S_{\text{нагр}} = S_{\text{т.ном}}; \quad U_{\text{с}} = U_{\text{т.ном}}; \quad \theta_{\text{охл}} = \theta_{\text{охл.ном}}, \quad (2.13)$$

где $\theta_{\text{охл}}$ — температуры охлаждающей среды; $S_{\text{т.ном}}$ — номинальная мощность трансформатора; $U_{\text{с}}$ — напряжение сети; $U_{\text{т.ном}}$ — номинальное напряжение силового трансформатора.

В период эксплуатации трансформаторов условия (2.13), как правило, не выполняются, причем отклонения от указанных величин возможны как в одну, так и в другую сторону. При этом встает вопрос о допустимости нагрузочной способности трансформатора.

Отклонения нагрузки и температуры охлаждающей среды, превышающие номинальные значения, вызывают ускоренный износ изоляции и содержат в себе определенную степень риска [10, 11], которая выражается в том, что:

- а) температура обмоток, отводов, соединений, изоляции и масла увеличивается и может превысить допустимые значения;
- б) возрастает плотность потока рассеяния вне магнитной системы, а образование вихревых токов вызывает больший нагрев металлических частей, охваченных этим потоком;
- в) сочетание основного и добавочного потоков рассеяния ограничивает эксплуатационные возможности магнитной системы при высокой индукции;
- г) с изменением температуры изменяется содержание влаги и газа в изоляции и масле;

д) вводы, переключатели, концевые заделки кабеля и трансформаторы тока также подвергаются повышенным нагрузкам, что ограничивает возможности их применения.

С увеличением тока нагрузки и, как следствие, температуры обмотки появляется опасность преждевременного отказа трансформатора. Такая опасность может возникнуть немедленно или стать следствием общего ухудшения состояния трансформатора в течение многих лет. Во время работы изоляция силового трансформатора подвергается термомеханическому износу. Этот процесс является кумулятивным и приводит к недопустимому состоянию изоляции по ряду критериев, включающих температуры, влагосодержания и кислотосодержания. Согласно ГОСТ 14209–85 и МЭК 60076–7 [10, 11], оценка старения или износа изоляции выполняется только с учетом температуры наиболее нагретой точки (ННТ), принимаемой в качестве определяющего параметра.

На рис. 2.13 представлена упрощенная схема распределения температур масла и положения наиболее нагретой точки (ннт) в баке трансформатора. Температура наиболее нагретой точки в произвольный момент времени t определяется как

$$\theta_{\text{ннт},t} = \theta_{\text{охл}} + \theta_{\text{м},t} + \vartheta_{\text{ннт},\text{м},t}, \quad (2.14)$$

где $\theta_{\text{охл}}$ — температура охлаждающей среды, $\vartheta_{\text{м},t}$ — превышение температуры масла в верхней части бака над $\theta_{\text{охл}}$, $\vartheta_{\text{ннт},\text{м},t}$ — превышение температуры наиболее нагретой точки (обмотки трансформатора в верхней части бака) над $\theta_{\text{м},t}$. На рис. 2.14 показаны графики изменения температур масла в верхних слоях $\theta_{\text{м}}(t)$ и наиболее нагретой точки трансформатора $\theta_{\text{ннт}}(t)$. Трансформаторное масло обладает высокой постоянной времени нагрева ($\tau = 2 - 3,5$ часа). При изменении нагрузки температуры масла и наиболее нагретой точки достигают своих установившихся значений за период, равный четырем постоянным времени нагрева.

Установившееся значение превышения температуры масла над окружающей средой $\vartheta_{\text{м},\text{уст}}$ может быть определено по выражению

$$\vartheta_{\text{м},\text{уст}} = \vartheta_{\text{м},\text{ном}} \left(\frac{1 + dK^2}{1 + d} \right)^X, \quad (2.15)$$

где $K = S_{\text{нагр}} / S_{\text{т.ном}}$ — коэффициент ступени нагрузки ($S_{\text{нагр}}$ — значение ступени нагрузки, для которой ведется расчет; $S_{\text{т.ном}}$ — номинальная мощность работающих трансформаторов); $d = \Delta P_{\text{кз}} / \Delta P_{\text{хх}}$ — отношение

потерь короткого замыкания к потерям холостого хода; $\vartheta_{м.ном}$ — номинальное превышение температуры масла над температурой охлаждающей среды; X — эмпирический показатель степени масла.

$$\vartheta_{нт.м.уст} = \vartheta_{нт.м.ном} K^Y, \quad (2.16)$$

где $\vartheta_{нт.м.ном}$ — превышение температуры наиболее нагретой точки над температурой масла в верхних слоях; Y — эмпирический показатель степени обмотки.

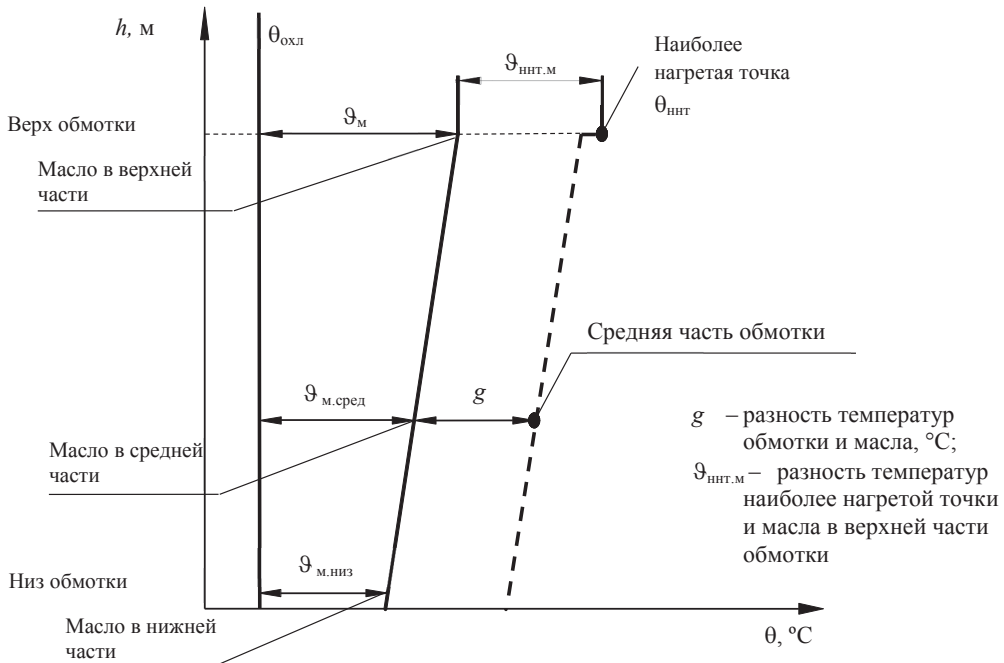


Рис. 2.13. Схема температурного распределения в баке маслонаполненного трансформатора

Если неизвестны другие значения, в расчетах следует принимать следующие значения констант (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Значения констант теплового расчета

| Система охлаждения | X | Y | τ , ч | $\vartheta_{м.ном}$, °C | $\vartheta_{нт.м.уст}$, °C |
|--------------------|-----|-----|------------|--------------------------|-----------------------------|
| М, Д | 0,8 | 1,6 | 3 | 55 | 23 |
| ДЦ, Ц | 1,0 | 1,8 | 2 | 40 | 38 |

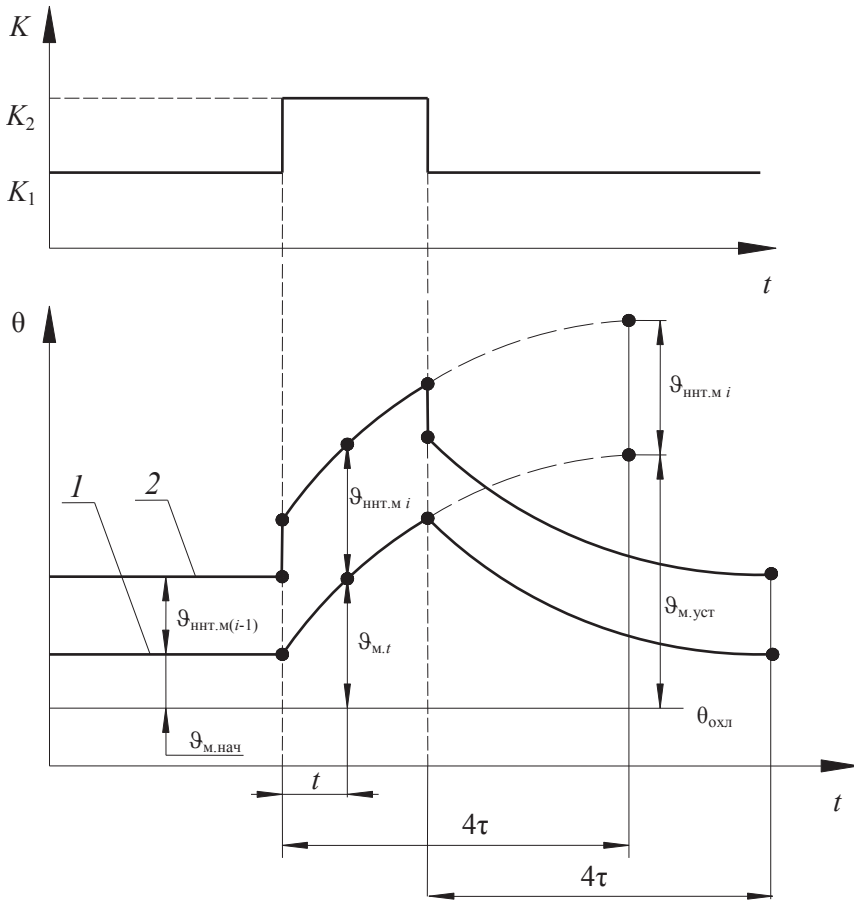


Рис. 2.14. Изменение температуры масла и обмотки, соответствующее двухступенчатому прямоугольному графику нагрузки на трансформатор:
 1 — температура масла в верхних слоях; 2 — температура наиболее нагретой точки

При изменении ступени нагрузки с K_{i-1} (предшествующая нагрузка) на K_i (ступень, для которой необходимо произвести расчет) температура масла начинает изменяться по экспоненциальному закону. Превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды в момент времени t с начала действия ступени K_i определяется по формуле (2.17).

$$\vartheta_{\text{м},t} = \vartheta_{\text{м.уст}} + (\vartheta_{\text{м.нач}} - \vartheta_{\text{м.уст}}) e^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (2.17)$$

где $\vartheta_{\text{м.нач}}$ — превышение температуры масла в верхних слоях над охлаждающей средой к началу действия ступени K_i (значение $\vartheta_{\text{м}}$ в кон-

це предыдущей ступени нагрузки K_{i-1}); $\vartheta_{\text{м.уст}}$ — значение превышения температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды, рассчитанное в соответствии с (2.15); τ — тепловая постоянная времени трансформатора, ч.

Для трансформаторов, отвечающих требованиям ГОСТ 11677, относительная скорость термического износа изоляции для температуры наиболее нагретой точки 98°C принята равной единице, что соответствует номинальному режиму работы трансформатора (2.13) с превышением температуры наиболее нагретой точки над температурой охлаждающей среды 78°C . Относительная скорость износа согласно ГОСТ 14209–85 и МЭК 60076–7 определяется по формуле Монтсингера:

$$V = \frac{V_{\theta_{\text{ННТ}}}}{V_{98^\circ\text{C}}} = 2^{\frac{\theta_{\text{ННТ}} - 98^\circ\text{C}}{6}}, \quad (2.18)$$

где $V_{\theta_{\text{ННТ}}}$ — скорость износа при температуре наиболее нагретой точки, равной $\theta_{\text{ННТ}}$, $V_{98^\circ\text{C}}$ — скорость износа при температуре наиболее нагретой точки, равной 98°C . Выражение (2.18) отражает закон скорости химической реакции Аррениуса в ограниченном диапазоне температур.

При постоянных в течение определенного периода времени величинах нагрузки и температуры охлаждающей среды относительное сокращение срока службы равно $V \cdot t$, где t — рассматриваемый период времени.

Изменение режима нагрузки и температуры охлаждающей среды приводит к изменению относительной скорости сокращения срока службы. Относительный износ изоляции L (или относительное сокращение срока службы) в течение определенного периода времени T составит

$$L = \frac{1}{T} \int_0^T V dt \text{ или } L = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N V_n = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^N 2^{\frac{\theta_{\text{ННТ},i} - 98^\circ\text{C}}{6}} \Delta t_i, \quad (2.19)$$

где i — порядковый номер интервала времени; N — общее количество равных интервалов времени периода T , $\theta_{\text{ННТ},i}$ — средняя за интервал i температура наиболее нагретой точки.

Перегрузочная способность связана с неравномерностью графиков нагрузки, а также с достаточно большой по величине (2–3 ч) тепловой постоянной времени трансформатора. В связи с этим температуры масла и ННТ при загрузке силового трансформатора выше номинальной

зачастую не успевают достичь своих максимальных установившихся значений (рис. 2.14).

При проектировании ПС предполагаемые графики нагрузки обычно задаются в виде характерных сезонных графиков нагрузки. Как правило, это характерные суточные графики зимнего и летнего периодов. Проверку нагрузочной способности необходимо проводить для всех заданных графиков нагрузки. Летний график имеет меньший максимум, но из-за повышенной температуры окружающей среды режим работы трансформаторов может оказаться тяжелее зимнего.

При оценке нагрузочной способности трансформаторов, работающих по заданным графикам нагрузки, принято анализировать два режима: режим систематических нагрузок и режим аварийных перегрузок.

Под *систематическими нагрузками* подразумеваются нормальные режимы работы ПС. Это режимы, при которых предполагаемый (или реальный) график нагрузки покрывается всеми трансформаторами, т. е. все трансформаторы находятся в работе. При систематических нагрузках на некоторое время допускается превышение мощности нагрузки над суммарной мощностью работающих трансформаторов, а также работа при температуре охлаждающей среды выше номинальной. Такие режимы считаются допустимыми, если относительный износ изоляции за время работы по заданному графику не превышает номинального значения ($L \leq 1$). Кроме того, согласно рекомендациям МЭК вводятся дополнительные ограничения (табл. 2.2). В соответствии с ГОСТ 14209–85 для режима систематических нагрузок действуют следующие ограничения:

$$\theta_{\text{ннт. max}} \leq 140 \text{ }^{\circ}\text{C}; \quad \theta_{\text{м. max}} \leq 95 \text{ }^{\circ}\text{C}; \quad K = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{т. ном}}} \leq 1,5, \quad (2.20)$$

где $\theta_{\text{ннт. max}}$ — максимальное значение температуры наиболее нагретой точки; $\theta_{\text{м. max}}$ — максимальное значение температуры масла в верхних слоях; K — коэффициент степени нагрузки.

Вопрос о допустимости графика нагрузки с точки зрения систематических нагрузок может быть решен после расчета теплового режима и проверки условий допустимости работы трансформаторов. Нарушение какого-либо из условий допустимой работы означает либо сокращение срока службы по сравнению с расчетным, либо наличие недопустимых перегревов отдельных частей трансформатора, что мо-

жет привести к его преждевременному отказу. Если при проектировании делается вывод о недопустимости систематических нагрузок для данного варианта числа и мощности трансформаторов, то его необходимо исключить из дальнейшего рассмотрения: требуется увеличить либо единичную мощность трансформаторов, либо их число. **Отключение части потребителей (коррекция графиков нагрузки) в нормальном систематическом режиме не допускается.**

Таблица 2.2

Предельно допустимые значения температуры и тока для режимов нагрузки, превышающих номинальные по МЭК

| Тип нагрузки | Трансформаторы | | |
|--|-------------------|------------------|------------------|
| | Распределительные | Средней мощности | Большой мощности |
| Режим систематических нагрузок | | | |
| Нагрузка K , отн. ед. | 1,5 | 1,5 | 1,3 |
| Температура наиболее нагретой точки и металлических частей, соприкасающихся с изоляционным материалом $\theta_{\text{нт.мах}}, ^\circ\text{C}$ | 140 | 140 | 120 |
| Температура масла в верхних слоях $\theta_{\text{м.мах}}, ^\circ\text{C}$ | 105 | 105 | 105 |
| Относительный износ L , отн. ед. | 1 | 1 | 1 |
| Режим аварийных перегрузок | | | |
| Нагрузка K , отн. ед. | 1,8 | 1,5 | 1,3 |
| Температура наиболее нагретой точки и металлических частей, соприкасающихся с изоляционным материалом $\theta_{\text{нт.мах}}, ^\circ\text{C}$ | 150 | 140 | 130 |
| Температура масла в верхних слоях $\theta_{\text{м.мах}}, ^\circ\text{C}$ | 115 | 115 | 115 |

Примечания: 1. Трансформатор большой мощности — трансформатор мощностью более 100 МВ·А. 2. Распределительный трансформатор — трехфазный трансформатор номинальной мощностью не более 2500 кВ·А или однофазный номинальной мощностью не более 833 кВ·А классов напряжения до 35 кВ включительно, то есть понижающий трансформатор с отдельными обмотками и напряжением распределительной сети, с охлаждением М или Д (ОН) и без РПН. 3. Трансформатор средней мощности — трехфазный трансформатор номинальной мощностью не более 100 МВ·А или однофазный номинальной мощностью не более 33,3 МВ·А с отдельными обмотками.

Режим *аварийных перегрузок* возникает при выходе из строя одного из трансформаторов на ПС. При решении вопроса о допустимости данного режима следует помнить, что причиной отключений транс-

форматора могут стать как отказы в самом трансформаторе, так и отказы оборудования РУ (выключатели, разъединители, участки токопроводов и т. п.), связанного с ним.

Вопрос о допустимости продолжительных аварийных перегрузок, как и вопрос о допустимости систематических нагрузок, может быть решен после расчета теплового режима по одной из методик ГОСТ 14209–85. Ограничения, рекомендованные МЭК, приведены в табл. 2.2. В соответствии с ГОСТ 14209–85 для режима аварийных перегрузок действуют ограничения:

$$\theta_{\text{ннт.мах}} \leq \theta_{\text{ннт.доп}}; \theta_{\text{м.мах}} \leq 115^\circ\text{C}; K = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{т.ном}}} \leq 2, \quad (2.21)$$

где $\theta_{\text{ннт.доп}} = 160^\circ\text{C}$ для трансформаторов напряжением до 110 кВ и $\theta_{\text{ннт.доп}} = 140^\circ\text{C}$ для трансформаторов напряжением свыше 110 кВ.

В соответствии с ПТЭ [12] в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка в следующих пределах:

Масляные трансформаторы

| | | | | | |
|------------------------------|-----|----|----|----|-----|
| Перегрузка по току, % | 30 | 45 | 60 | 75 | 100 |
| Длительность перегрузки, мин | 120 | 80 | 45 | 20 | 10 |

Сухие трансформаторы

| | | | | | |
|------------------------------|----|----|----|----|----|
| Перегрузка по току, % | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 |
| Длительность перегрузки, мин | 60 | 45 | 32 | 18 | 5 |

При нарушении какого-либо из ограничений при аварийных перегрузках следует сделать вывод о недопустимости режима работы. Это требует коррекции графика нагрузки (отключение части потребителей) с целью введения теплового режима в допустимую область.

Коррекцию графика нагрузки следует проводить таким образом, чтобы обеспечить минимум недоотпуска электроэнергии потребителям. Ущерб от недоотпуска в дальнейшем учитывается в расчете приведенных затрат по данному варианту с учетом вероятностных характеристик режимов, приводящих к отключению потребителей.

При оценке нагрузочной способности контролируется суммарный износ изоляции, возникающий при работе с систематическими нагрузками и продолжительными аварийными перегрузками, например в годовом разрезе. За контролируемый период эта величина не должна превышать номинальных значений.

2.4. Режимы работы автотрансформаторов

Наличие непосредственной электрической связи между обмотками ВН и НН определяет ряд особенностей режимов работы автотрансформаторов. Допустимость режима работы автотрансформаторов определяется загрузкой их третичной, последовательной и общей обмоток.

1. Мощность третичной обмотки ограничена типовой мощностью, передаваемой электромагнитным путем:

$$S_{\text{НН}} \leq S_{\text{тип}}. \quad (2.22)$$

2. Проверка по загрузке последовательной обмотки:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ПО.ном}}, \quad (2.23)$$

где номинальный ток последовательной обмотки:

$$I_{\text{ПО.ном}} = \frac{S_{\text{ПО.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ПО.ном}}} = \frac{S_{\text{тип}}}{\sqrt{3} \cdot (U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}})},$$

ток последовательной обмотки по заданному режиму

$$I_{\text{ПО}} = \frac{S_{\text{ПО}}}{\sqrt{3}U_{\text{ПО}}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}}.$$

3. Проверка по загрузке общей обмотки

$$I_{\text{ОО}} \leq I_{\text{ОО.ном}}, \quad (2.24)$$

где номинальный ток общей обмотки

$$I_{\text{ОО.ном}} = \frac{S_{\text{ОО.ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ОО.ном}}} = \frac{S_{\text{тип}}}{\sqrt{3}U_{\text{СН}}},$$

ток общей обмотки по заданному режиму

$$\dot{I}_{\text{ОО}} = \dot{I}_2 - \dot{I}_1 = \frac{\dot{S}_{\text{СН}}}{\sqrt{3}U_{\text{СН}}} - \frac{\dot{S}_{\text{ВН}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}} = \frac{P_{\text{СН}} + jQ_{\text{СН}}}{\sqrt{3}U_{\text{СН}}} - \frac{P_{\text{ВН}} + jQ_{\text{ВН}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}}.$$

Ограничения проявляются в зависимости от величины и направления передаваемой мощности. Интерес представляют режимы ВН-СН, ВН-НН, СН-НН, а также комбинированные режимы.

1. Режимы ВН-СН и СН-ВН (рис. 2.15) являются чисто автотрансформаторными режимами. В данных режимах может быть передана мощность, равная номинальной мощности автотрансформатора.

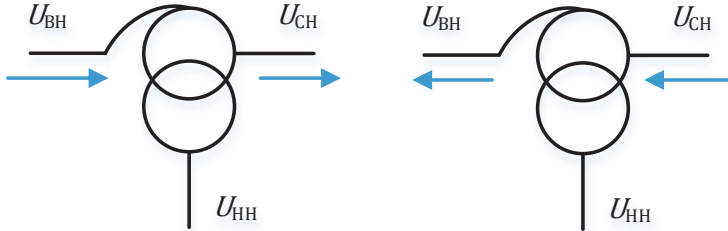


Рис. 2.15. Режимы автотрансформатора ВН-СН и СН-ВН

2. Режимы ВН-НН и НН-ВН, а также СН-НН и НН-СН (рис. 2.16) являются трансформаторными, осуществляющими передачу энергии электромагнитным путем с мощностью, равной типовой мощности обмотки НН.

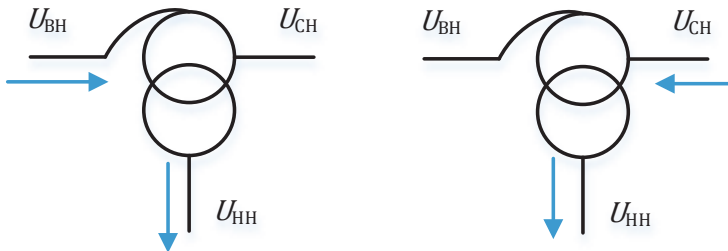


Рис. 2.16. Режимы автотрансформатора ВН-НН и НН-ВН; СН-НН и НН-СН

3. Комбинированные трансформаторно-автотрансформаторные режимы ВН-СН и одновременно ВН-НН, а также СН-ВН и одновременно НН-ВН (рис. 2.17). Допустимая мощность передачи ограничивается током в последовательной обмотке, который не должен превышать ее номинального тока. При возрастании нагрузки обмотки НН должна соответственно снижаться мощность на стороне СН с тем, чтобы последовательная обмотка не перегружалась.

4. Комбинированные трансформаторно-автотрансформаторные режимы ВН-СН и одновременно НН-СН или СН-ВН и одновременно СН-НН (рис. 2.18).

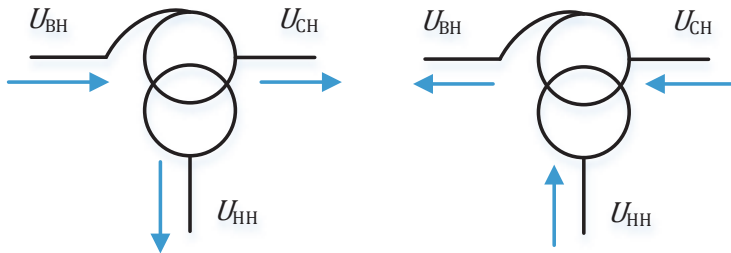


Рис. 2.17. Режимы автотрансформатора с одновременными передачами ВН-СН и ВН-НН, СН-ВН и НН-ВН

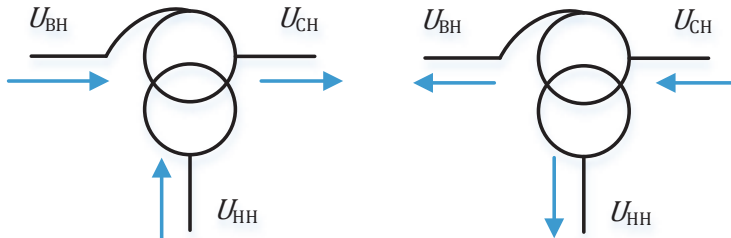


Рис. 2.18. Режимы автотрансформатора с одновременными передачами ВН-СН и НН-СН, СН-ВН и СН-НН

В данных режимах наибольшая мощность, которая может быть передана через обмотку СН, ограничивается током в общей обмотке, не превышающим его номинального значения.

5. Комбинированные трансформаторно-автотрансформаторные режимы НН-СН и одновременно НН-ВН или СН-НН и одновременно ВН-НН.

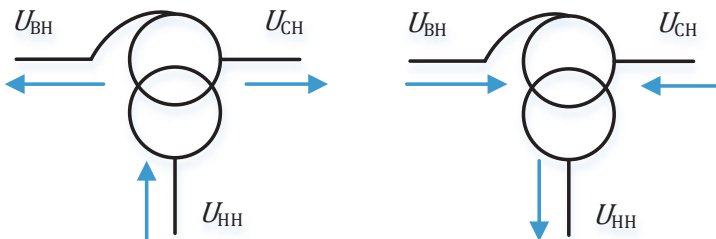


Рис. 2.19. Режимы автотрансформатора с одновременными передачами НН-СН и НН-ВН, СН-НН и ВН-НН

В данных режимах (рис. 2.19) наибольшая мощность, которая может быть передана через обмотку НН, ограничена типовой мощностью автотрансформатора.

2.5. Режим работы нейтрали трансформатора

Отдельные требования предъявляются к заземлению нейтрали трансформаторов (рис. 2.20). Нейтрали обмоток ВН трансформаторов напряжением 110 кВ с неполной изоляцией со стороны нейтрали должны быть заземлены наглухо. Следует отметить, что работа с разземленной нейтралью трансформаторов на напряжение 110 кВ, 150 кВ и 220 кВ с испытательным напряжением нейтрали 85 кВ, 130 кВ и 200 кВ допускается при обосновании необходимыми расчетами при условии защиты ее ОПН (разрядником) соответствующего класса напряжения. В данном случае следует принять надлежащие меры, например с помощью устройств релейной защиты и автоматики, оперативные мероприятия и др., которые бы исключали возможность работы трансформатора в нормальном режиме на участок сети с изолированной нейтралью.

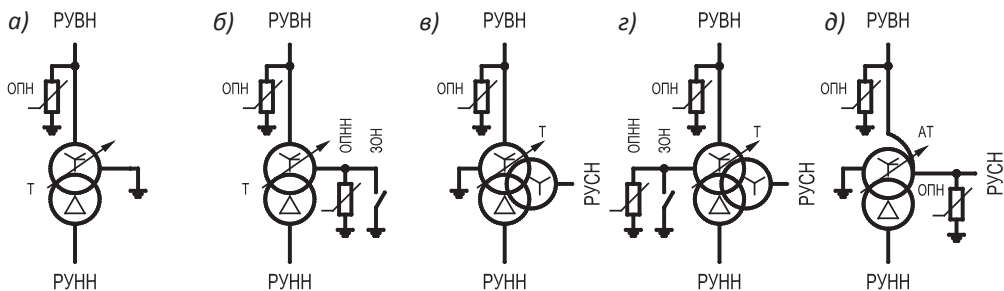


Рис. 2.20. Схема защиты силового трансформатора от перенапряжений:

а) глухое заземление нейтрали трансформаторов 110 кВ, испытательное напряжение которых 85 кВ, а также трансформаторов 110–750 кВ; б) эффективное заземление нейтрали трансформаторов 110 кВ, 150 кВ и 220 кВ, испытательное напряжение которых 100 кВ, 130 кВ и 200 кВ; в) глухое заземление нейтрали трансформаторов 110 кВ с испытательным напряжением 85 кВ, а также трансформаторов 110–750 кВ; г) эффективное заземление нейтрали трансформаторов 110, 150 кВ, испытательное напряжение которых 100, 130 кВ; д) заземление нейтрали автотрансформаторов

Особенностью сети с эффективным заземлением нейтрали является то, что при возникновении однофазного короткого замыкания (рис. 2.21) ток к. з. протекает от места повреждения по земле к заземленным нейтральям трансформаторов Т1 и Т2, распределяясь обратно пропорционально сопротивлениям ветвей. Защита от короткого замы-

кания на землю отключает поврежденный участок. Через трансформаторы Т3 и Т4 ток однофазного к. з. не проходит, поскольку их нейтрالي не имеют глухого заземления.

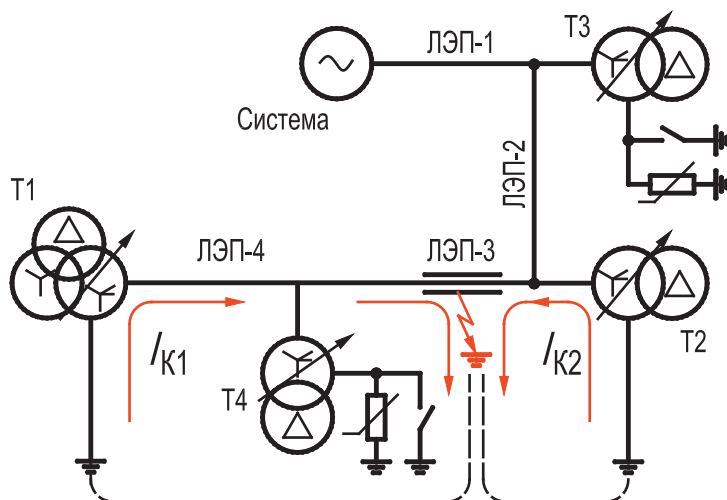


Рис. 2.21. Однофазное к. з. в сети с эффективным заземлением нейтралей

Однофазное к. з. является наиболее вероятным видом повреждений в энергосистемах (до 80 % от общего числа к. з.). Величина такого тока к. з. зачастую может превышать уровень трехфазного к. з. Для снижения уровня тока однофазного к. з. принимают специальные меры, например, такие как частичное разземление нейтралей трансформаторов в электрической сети. Данные мероприятия не касаются автотрансформаторов, поскольку они рассчитаны для работы с обязательным заземлением общей обмотки.

Число заземленных нейтралей на каждом участке электрической сети определяется расчетами и принимается минимальным. При выборе точек заземления нейтралей в энергосистеме руководствуются как требованиями релейной защиты в части поддержания на определенном уровне токов замыкания на землю, так и обеспечением защиты от перенапряжений изоляции разземленных нейтралей. Последнее вызвано тем, что все трансформаторы 110–220 кВ отечественных производителей имеют пониженный уровень изоляции нейтралей. Так, у трансформаторов 110 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой уровень изоляции нейтралей соответствует стандартному классу напряжения 35 кВ, что обусловлено вклю-

чением со стороны нейтрали переключающих устройств с классом изоляции 35 кВ. Трансформаторы 220 кВ имеют также пониженный на класс уровень изоляции нейтралей. Во всех случаях это дает существенный экономический эффект, и тем больший, чем выше класс напряжения трансформатора.

Выбор указанного уровня изоляции нейтралей трансформаторов, предназначенных для работы в сетях с эффективно заземленной нейтралью, технически обосновывается значением напряжения, которое может появиться на нейтрали при однофазном к. з. и достигать до 1/3 линейного напряжения, например, в сети 110 кВ действующее значение составит около 42 кВ. Кроме того, при неполнофазных отключениях (или включениях) ненагруженных трансформаторов с изолированной нейтралью переходный процесс сопровождается кратковременными перенапряжениями. Надежной защитой нейтралей от кратковременных перенапряжений является применение ограничителей перенапряжений (разрядников). Нейтрали трансформаторов 110 кВ защищаются ограничителями перенапряжения ОПНН-110 кВ (ОПНУ-110/56). Разземленные нейтрали могут оказаться под воздействием фазного напряжения промышленной частоты (для сетей 110 кВ — 65–67 кВ), которое опасно как для изоляции трансформатора, так и для разрядника в его нейтрали. Такое напряжение может появиться и длительно (десятки минут) оставаться незамеченным при неполнофазных режимах коммутации выключателями, разъединителями и отделителями ненагруженных трансформаторов, а также при некоторых аварийных режимах, например связанных с продольной несимметрией в результате обрыва двух фаз.

При неполнофазных коммутациях ненагруженных трансформаторов с разземленной нейтралью, когда коммутационная аппаратура (выключатели, разъединители или отделители) обеспечивает замыкание не трех, а двух или одной фазы, переходный процесс сопровождается кратковременными перенапряжениями (рис. 2.22).

Из векторной диаграммы видно, что при симметричном напряжении сети и параметрах схемы токи намагничивания и магнитные потоки в сердечнике также симметричны, т. е. $\sum I_{\mu} = 0$, $\sum \vec{\Phi} = 0$, $\sum \vec{\Phi} = 0$, а напряжение на нейтрали равно нулю.

При пофазной коммутации трансформатора его электрическое и магнитное состояние изменяется. Включение трансформатора со стороны обмотки, соединенной в звезду, двумя фазами (рис. 2.22, б) при-

водит к исчезновению потока $\vec{\Phi}_C$ и появлению на нейтрали и на отключенной фазе напряжения, равного половине фазного:

$$\vec{U}_0 = \vec{U}_A - \frac{\vec{U}_{AB}}{2} = -\frac{1}{2}\vec{U}_C;$$

$$\vec{U}_C' = -\frac{1}{2}\vec{U}_C = \vec{U}_0.$$

Напряжение на разомкнутых контактах коммутационного аппарата

$$\Delta\vec{U}_C = \vec{U}_C - \vec{U}_C' = 1,5\vec{U}_C.$$

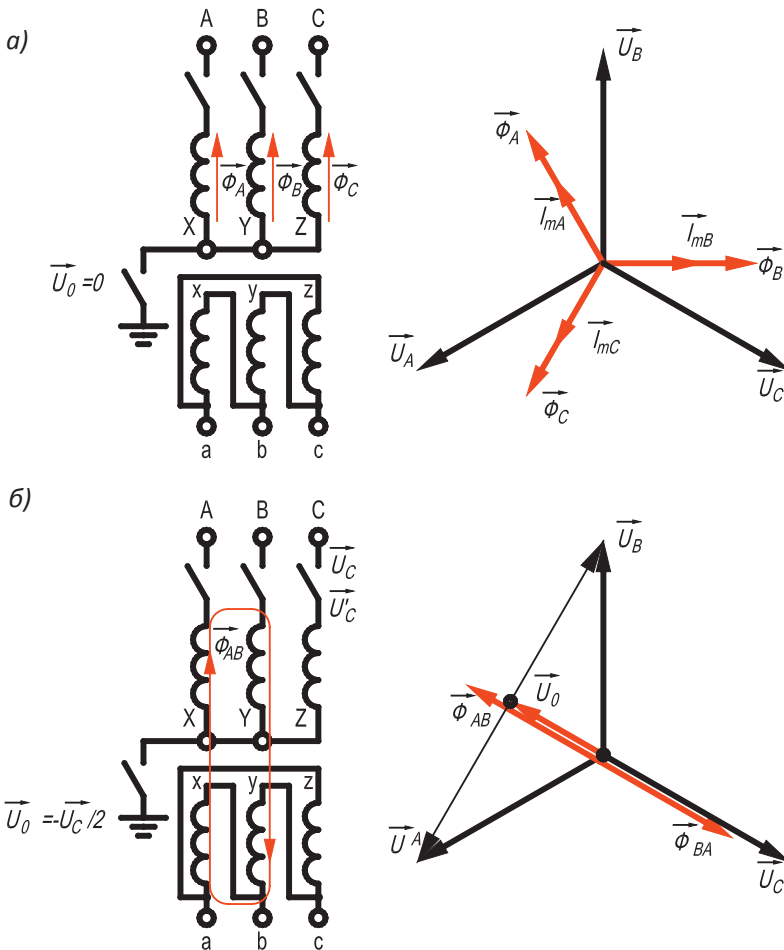


Рис. 2.22. Полнофазный (а) и двухфазный (б) режимы включения ненагруженного трансформатора с разземленной нейтралью

При подаче напряжения по одной фазе все обмотки трансформатора и его нейтраль будут находиться под напряжением включенной фазы. Между разомкнутыми контактами аппарата напряжение $\Delta \bar{U} = \bar{U}_л$.

В эксплуатации задержка в устранении неполнофазных режимов ненагруженных трансформаторов неоднократно приводила к авариям. Лучшей мерой защиты пониженной изоляции трансформаторов от опасных напряжений является глухое заземление их нейтралей. Поэтому перед включением или отключением от сети трансформаторов 110–220 кВ, у которых нейтраль защищена вентильными разрядниками или ОПН, необходимо глухо заземлять нейтраль включаемой под напряжение или отключаемой обмотки, если к тем же шинам или к питающей линии не подключен другой трансформатор с заземленной нейтралью.

Испытаниями установлено, что глухое заземление нейтрали трансформатора облегчает процессы отключения и включения намагничивающих токов. Дуга при отключении трансформатора горит менее интенсивно и быстро гаснет.

Отключение заземляющего разъединителя в нейтрали трансформатора, работающего нормально с разземленной нейтралью, защищенной ОПН или разрядником, следует производить сразу же после включения под напряжение и проверки полнофазности включения коммутационного аппарата. Нельзя длительно оставлять заземленной нейтраль, если это не предусмотрено режимом работы сети. Заземлением нейтрали вносится изменение в распределение токов нулевой последовательности и нарушается селективность действия защит от однофазных замыканий на землю.

2.6. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях

Для решения задачи выбора числа и единичной мощности трансформаторов понижающих ПС необходима следующая исходная информация:

- 1) сведения о прилегающем участке сети электроэнергетической системы (ЭЭС) и режимах ее работы (рис. 2.23):
 - число РУ ПС и их классы напряжения;
 - схема подключения ПС к ЭЭС и характеристики присоединений;

- структура оперативного и ремонтного обслуживания предприятия электрических сетей;
- 2) сведения об электропотреблении:
- графики нагрузки (летний и зимний); зимний максимум;
 - характер потребителей и деление по категориям надежности, наличие возможности резервирования по потребительским сетям;
 - наличие автономных источников питания, позволяющих плавно остановить технологический процесс при потере питания от сети и т. п.;
- 3) сведения о климатических условиях в районе сооружения ПС:
- данные об эквивалентных температурах окружающей среды [10]:
 - число зимних дней, $\theta_{\text{зима}}$ — эквивалентная зимняя температура;
 - число летних дней, $\theta_{\text{лето}}$ — эквивалентная летняя температура;
- 4) сведения, необходимые для технико-экономического сравнения вариантов:
- технические характеристики оборудования и его стоимость;
 - статистическая информация о показателях надежности оборудования;
 - данные о величине удельных ущербов от недоотпуска электроэнергии потребителям (Y_0).

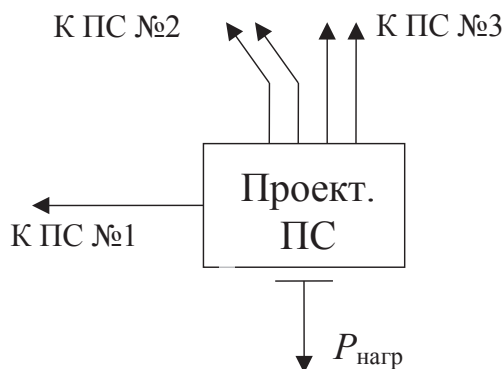


Рис. 2.23. Схема подключения ПС к ЭЭС

Остальная информация, необходимая для технико-экономического сравнения вариантов, поступает в процессе расчетов.

Нормами технологического проектирования [1] рекомендуется устанавливать на ПС два трансформатора. Установка одного трансформатора не рекомендуется по условиям надежности, поскольку при отключении трансформатора (по причине аварии в нем самом или в прилегающей части схемы) будут потеряны все потребители. При наличии двух и более трансформаторов в случае отключения одного из них оставшиеся в работе смогут частично или полностью обеспечить потребителей электроэнергией.

Установка одного трансформатора на ПС допускается НТП только в том случае, если отсутствуют потребители I и II категории надежности и в районе имеется передвижная резервная подстанция, обеспечивающая замену трансформатора в течение суток. Как правило, это «неответственные» подстанции, например ТП для электроснабжения садоводческих товариществ.

Единичная мощность трансформатора обратно пропорциональна количеству трансформаторов, установленных на подстанции: $S_{\text{т.ном}} \approx 1 / n_{\text{т}}$.

Увеличение числа трансформаторов на ПС позволяет снизить единичную мощность трансформаторов, но приводит к значительному увеличению капиталовложений в распределительные устройства (РУ) — увеличению занимаемой площади, установке дополнительных выключателей, разъединителей, несущих конструкций (рис. 2.24). Соответственно, установка как одного (рис. 2.24, вар. 1), так и трех и более трансформаторов (рис. 2.24, вар. 3), как правило, нецелесообразна.

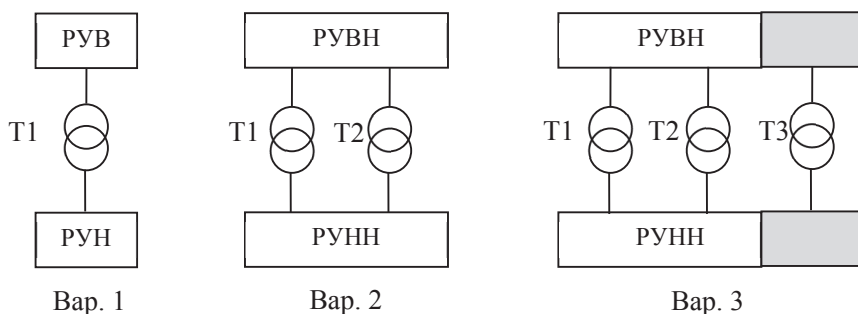


Рис. 2.24. Варианты трансформаторных подстанций

По имеющейся информации об электропотреблении с учетом нагрузочной способности трансформаторов намечается ряд вариантов их номинальных мощностей:

$$S_T \approx \frac{S_{\text{нагр. max}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{откл}})}{(n_T - 1) \cdot 1,4} \quad (2.25)$$

где S_T — рекомендуемая номинальная мощность трансформатора; 1,4 — коэффициент, учитывающий нагрузочную способность трансформатора («средний» коэффициент допустимости перегрузки, используется только для подбора вариантов, реальный коэффициент допустимости перегрузки уточняется при тепловом расчете); $\varepsilon_{\text{откл}}$ — доля потребителей, отключение которых допускается в аварийных режимах; n_T — число параллельно работающих трансформаторов.

Диапазон мощностей намечают в результате варьирования $\varepsilon_{\text{откл}}$. Рекомендуется использовать три значения: $\varepsilon_{\text{откл}} = 0$, $\varepsilon_{\text{откл}} = 50\%$ и $\varepsilon_{\text{откл}} = 100\%$ потребителей III категории надежности. Окончательно в качестве вариантов выбираются трансформаторы, у которых значения номинальных мощностей по каталогу наиболее близки к значениям, полученным из выражения (2.22).

2.7. Преобразование исходных графиков нагрузки

Для оценки допустимости предполагаемого графика нагрузки необходимо рассчитать тепловой режим трансформатора, т. е. построить зависимость изменения температуры масла в верхних слоях (θ_m) и температуры наиболее нагретой точки обмотки ($\theta_{\text{ннт}}$) от времени. Построение этих зависимостей проводится для прямоугольных двухступенчатых или многоступенчатых графиков нагрузки, в которые необходимо преобразовать исходные графики (рис. 2.25).

Преобразование исходного графика нагрузки в эквивалентный (в тепловом отношении) двухступенчатый (рис. 2.25) согласно ГОСТ 14209–85 [10] выполняется в следующей последовательности:

- 1) на исходном графике проводится линия номинальной загрузки ($K = 1$) находящихся в работе трансформаторов;
- 2) выделяется участок наибольшей перегрузки h' ;
- 3) оставшаяся часть графика разбивается на m интервалов Δt_i , исходя из возможности проведения линии средней нагрузки в каждом интервале, и определяются K_1, K_2, \dots, K_m ;
- 4) рассчитывается начальная нагрузка K_1 эквивалентного графика:

(2.26)

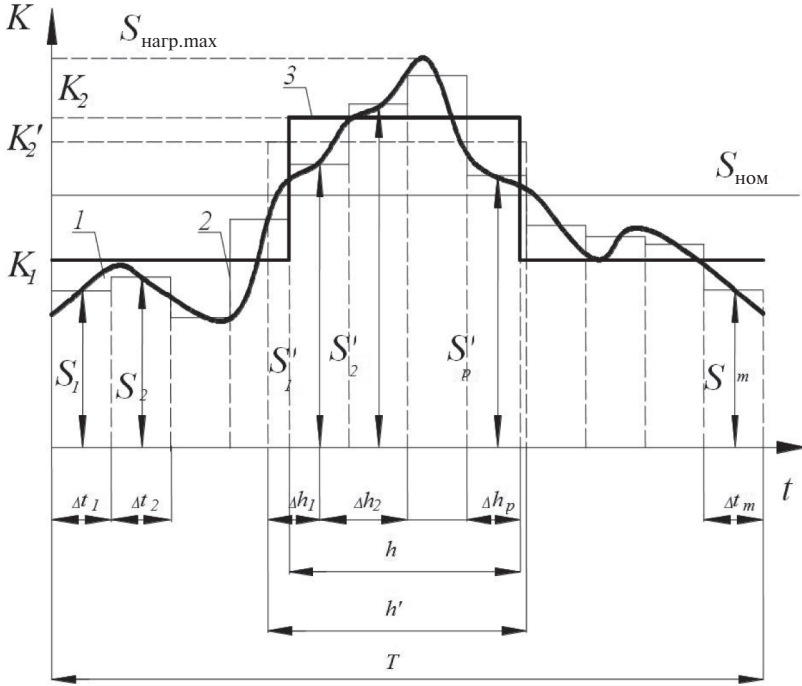


Рис. 2.25. Преобразование исходного графика нагрузки:

1 — исходный; 2 — эквивалентный многоступенчатый; 3 — эквивалентный двухступенчатый

- 5) участок нагрузки h' на графике разбивается на p интервалов Δh_i исходя из возможности провести линию средней нагрузки в каждом интервале, и определяются значения S'_1, S'_2, \dots, S'_p ;
- 6) рассчитывается эквивалентная перегрузка K'_2 :

(2.27)

- 7) сравнивается полученное значение K'_2 с $K_{\max} = S_{\text{нагр. max}} / S_{\text{ном}}$; если $K'_2 \geq 0,9 K_{\max}$, то следует принять $K_2 = K'_2$ и $h = h'$; если $K'_2 < 0,9 K_{\max}$, то следует принять $K_2 = 0,9 K_{\max}$, а длительность перегрузки скорректировать по формуле:

$$h = \frac{K_2'^2 h'}{0,9 K_{\max}^2}. \quad (2.28)$$

Когда характер исходного графика нагрузки не позволяет выполнить его преобразование в эквивалентный двухступенчатый, например, если имеются несколько примерно равных по площади максимумов нагрузок или при необходимости проведения более точного расчета теплового режима, то исходный график целиком преобразуется к прямоугольному многоступенчатому.

Если исходный график задан в виде прямоугольного многоступенчатого и есть необходимость преобразовать его в прямоугольный двухступенчатый, то из приведенного порядка преобразования следует исключить п. 3 и 5.

2.8. Расчет приведенных затрат

Выбор силовых трансформаторов осуществляется по минимуму приведенных затрат, вычисляемых для каждого варианта согласно выражению:

$$З = E_n K + И + У, \quad (2.29)$$

где E_n — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, 1/год, для энергетики $E_n = 0,2$; K — капитальные вложения, связанные с сооружением ПС с рассматриваемым вариантом числа единичной мощности силовых трансформаторов; $И$ — годовые издержки производства, тыс. руб; $У$ — предполагаемый ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям.

В расчет величины приведенных затрат должны включаться только элементы, отличные для разных вариантов. Так, например, если варианты имеют разное число трансформаторов, то в расчет капитальных вложений необходимо помимо затрат на трансформаторы включить и затраты на сооружение РУ высокого и низкого напряжения. Для вариантов с большим числом трансформаторов потребуется дополнительное оборудование, предназначенное для подключения к РУ (выключатели, разъединители), в результате чего возможен переход к другому типу схем. Величина капиталовложений может быть определена по укрупненным показателям стоимости, учитывающим завод-

скую цену и затраты, связанные с доставкой к месту установки, монтажом и наладкой, либо в соответствии с выражением:

$$K = K_T + \Delta K_{PY},$$

где K_T — капиталовложения в трансформаторы, ΔK_{PY} — дополнительные капитальные вложения в распределительные устройства для варианта с числом трансформаторов, отличным от двух.

$$K_T = n_T \cdot C_T \cdot \alpha \cdot K_{\text{пересч}},$$

где C_T — заводская стоимость трансформатора; n_T — количество трансформаторов; α — коэффициент, учитывающий увеличение затрат, связанных с транспортировкой, монтажом и наладкой ($\alpha = 1,3$).

Дополнительные капиталовложения в распределительные устройства учитываются в том случае, если рассматривается разное число трансформаторов.

$$\Delta K_{PY} = (K_{Я}^{ВН} + K_{Я}^{НН}) K_{\text{пересч}},$$

где $K_{Я}^{ВН}, K_{Я}^{НН}$ — капиталовложения в дополнительные ячейки РУ ВН и НН; $K_{\text{пересч}}$ — коэффициент пересчета цен базовых на заданный период времени.

Издержки определяются как сумма издержек на амортизацию и обслуживание и издержек на возмещение потерь:

$$И = И_{АО} + И_{\text{пот}},$$

где $И_{АО} = \frac{(a+b)}{100} \cdot K$ — издержки, связанные с амортизацией и обслуживанием оборудования; a и b — нормы отчислений на амортизацию и обслуживание оборудования, %; $И_{\text{пот}} = \gamma \cdot \Delta W_{\text{пот}} \cdot K_{\text{пересч}}$ — издержки на возмещение потерь электроэнергии в трансформаторах, тыс. руб., где γ — удельная стоимость потерь, электроэнергии, коп./кВт·ч;

Годовые потери электроэнергии упрощенно могут быть определены по выражению:

$$\Delta W_{\text{пот}} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{\text{раб}} + \frac{\Delta P_{кз}}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{нагр. max}}}{S_{\text{ном.т}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.30)$$

где n_t — количество трансформаторов; $T_{\text{раб}}$ — число часов работы трансформаторов в год, принимается $T_{\text{раб}} = 8760$ ч.; τ — число часов максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{1000} \right)^2 8760, \quad (2.31)$$

T_{max} — число часов использования максимума: $T_{\text{max}} = T_{\text{max.зим}} + T_{\text{max.лет}}$,

$T_{\text{max.зим}} = \frac{\sum S_i \cdot \Delta t_i}{S_{\text{max}}} t_{\text{зим}}$ — определяется по суточным графикам нагрузки

характерного зимнего и летнего дня с учетом числа зимних ($t_{\text{зим}}$) и летних ($t_{\text{лет}}$) дней в году, S_{max} — годовой максимум электропотребления.

Все сравниваемые варианты должны обеспечивать потребителям одинаковый полезный отпуск электроэнергии при заданном режиме работы. Каждый вариант должен обеспечивать необходимую надежность, под которой понимается способность выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах.

Математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям, тыс. руб.:

$$M(Y) = Y_0 \cdot M(\Theta), \quad (2.32)$$

где $M(\Theta)$ — математическое ожидание недоотпуска электроэнергии из-за ненадежности электроустановки, кВт·ч/год; Y_0 — удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии, руб./кВт·ч.

Величина Y_0 в значительной степени зависит от вида потребителей, отключаемых при аварии, и «глубины» их ограничения и по оценкам колеблется в пределах от 1 руб./кВт·ч до 200 руб./кВт·ч. При проектировании, если нет других данных, целесообразно принимать 40–60 руб./кВт, таким образом предполагается, что в первую очередь при авариях происходит отключение неответственных потребителей с удельным ущербом, близким к нижней границе.

При наличии двух характерных графиков нагрузки (зимний и летний день) эта величина может быть вычислена по формуле:

$$M(\Theta) = \Theta_{\text{зим}} \cdot q_{\text{зим}} + \Theta_{\text{лет}} \cdot q_{\text{лет}}, \quad (2.33)$$

где $\Theta_{\text{зим}}$, $\Theta_{\text{лет}}$ — недоотпуск электроэнергии потребителям при работе трансформаторов по графикам характерного зимнего и летнего дня

при возникновении аварийной ситуации, кВт·ч/сут; $q_{\text{зим}}$, $q_{\text{лет}}$ — вероятная длительность аварийных состояний при работе трансформаторов по зимнему и летнему графикам нагрузки, сут./год.

Отключения трансформатора могут быть аварийными и плановыми. Ущерб от плановых отключений силового трансформатора на этапе проектирования учитывать нецелесообразно. Плановые ремонты, как правило, проводятся в период минимальных нагрузок. Потребители должны быть заранее извещены об отключениях и имеют возможность изменить режим работы или перейти на резервную систему питания. Аварийные отключения могут происходить в результате повреждения трансформатора или в результате аварии в прилегающей части схемы. Учет надежности схемы затруднен ввиду того, что схема еще не выбрана, поэтому для начального этапа расчета приведенных затрат целесообразно учитывать отключения трансформатора только в результате аварий в нем самом.

$$q_{\text{зим}} = n_{\text{т}} \cdot \omega_{\text{т}} \cdot T_{\text{вт}} \cdot t_{\text{зим}}; \quad q_{\text{лет}} = n_{\text{т}} \cdot \omega_{\text{т}} \cdot T_{\text{вт}} \cdot t_{\text{лет}}, \quad (2.34)$$

где $n_{\text{т}}$ — количество трансформаторов; $\omega_{\text{т}}$ — параметр потока отказов, отказ/год; $T_{\text{вт}}$ — среднее время восстановления, лет/отказ [13; 14 (табл. 43.32–43.38)]; $t_{\text{зим}}$, $t_{\text{лет}}$ — число суток работы по зимнему и летнему графикам нагрузки; $K_{\text{вт}} = \omega_{\text{т}} \cdot T_{\text{вт}}$ — коэффициент вынужденного простоя, отн. ед.

Таким образом, ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$Y_{\text{в}} = n_{\text{т}} \cdot \omega_{\text{т}} \cdot T_{\text{в}} \cdot 365 \cdot \left(\mathfrak{E}_{\text{зим}} \cdot \frac{t_{\text{зим}}}{365} + \mathfrak{E}_{\text{лет}} \cdot \frac{t_{\text{лет}}}{365} \right) \cdot Y_0 \cdot K_{\text{пересч}}, \quad (2.35)$$

где Y_0 — удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям, руб./кВт·ч.

Выражение (2.35) относится к простейшему случаю, когда учитывается аварийное отключение силового трансформатора, связанное с аварией в нем самом. В действительности в электрической сети могут происходить отключения из-за аварий различных элементов: линий, трансформаторов, выключателей, шин, отделителей и т. д.

При расчете технических показателей надежности и ущерба из-за перерыва электроснабжения составляется структурная схема замещения рассматриваемого элемента сети (рис. 2.26, б). В структурной схеме замещения последовательно соединяются те элементы сети, отказ любого из которых вызывает простой всех остальных элементов дан-

ной ветви. Параллельно соединяются элементы и участки сети, отключение одного из которых не приводит к простоя остальных. Математическое ожидание ущерба от вынужденных аварийных простоев для ветви структурной схемы сети, состоящей из последовательно соединенных элементов, тыс. руб., представлено следующей формулой:

$$Y_B = \left(\sum_i n_i \cdot \omega_i \cdot T_{Bi} \cdot 365 \right) \cdot \left(\Theta_{\text{зим}} \cdot \frac{t_{\text{зим}}}{365} + \Theta_{\text{лет}} \cdot \frac{t_{\text{лет}}}{365} \right) \cdot Y_{0B} \cdot K_{\text{пересч}}, \quad (2.36)$$

где n_i — количество элементов; ω_i — параметр потока отказов, отказ/год (табл. 2.3); T_{Bi} — среднее время восстановления, лет/отказ (табл. 2.4) [13, 14 (табл. 43.32–43.38)]; $t_{\text{зим}} / 365$ — вероятность того, что аварийный простой попадет в зимний период; $t_{\text{лет}} / 365$ — вероятность того, что аварийный простой попадет в летний период.

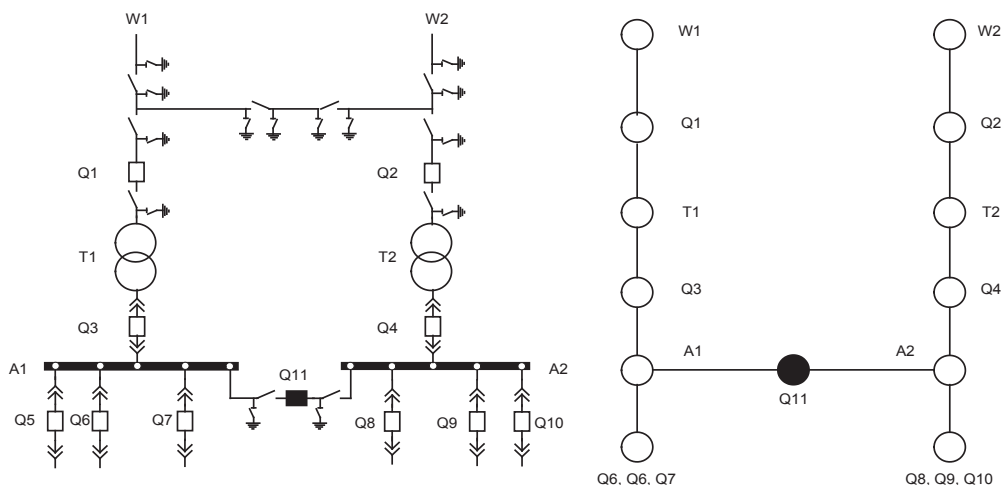


Рис. 2.26. Структурная схема подстанции

Для определения среднего времени восстановления схемы (табл. 2.4) необходимо рассмотреть ее функционирование в различных аварийных ситуациях. На структурной схеме (рис. 2.26) рассматриваются вероятные отказы элементов схемы подстанции, приводящие к ограничению электроснабжения потребителей (табл. 2.3).

Для расчета надежности при проектировании электрических сетей необходимо учитывать не только аварийные (вынужденные) простои, но и плановые отключения элементов сети, которые имеют место, например, при плановых ремонтах. При этом в расчетные затраты вклю-

чается сумма математических ожиданий ущербов от перерывов в электроснабжении из-за вынужденных и плановых простоев.

Таблица 2.3

Параметры потока отказов ω , отказ/год, и средняя частота плановых простоев ω_n , простоев/год, элементов электрической сети

| Элементы | ω/ω_n при напряжении, кВ | | | | | |
|--|--------------------------------------|---------|----------|----------|----------|---------|
| | 500 | 330 | 220 | 110 | 35 | 10 (6) |
| Воздушные линии ¹ : | | | | | | |
| • одноцепные; | 0,4/10 | 0,5/12 | 0,6/13 | 1,1/15 | 1,4/9 | 7,6 |
| • двухцепные (отказ одной цепи); | — | — | 0,5/- | 0,9/- | 1,1/- | — |
| • двухцепные (отказ двух цепей) | — | — | 0,1/- | 0,2/- | 0,3/- | — |
| Трансформаторы и автотрансформаторы ² | 0,04/6 | 0,04/6 | 0,02/6 | 0,02/6 | 0,01/6 | 0,016/- |
| Выключатели элегазовые ² | 0,0054/- | 0,014/- | 0,0017/- | 0,0022/- | 0,0025/- | 0,015/- |
| Выключатели вакуумные ² | — | — | — | — | 0,001/- | 0,001/- |
| Выключатели масляные ³ : | | | | | | |
| • в цепях ВЛ; | — | — | 0,07/2 | 0,03/2 | 0,02/2 | 0,01/2 |
| • в других цепях | — | — | 0,01/2 | 0,01/2 | 0,01/2 | 0,01/2 |
| Сборные шины ⁴ | — | — | 0,01/1 | 0,01/1 | 0,01/1 | — |
| Отделители и короткозамыкатели ³ | — | — | 0,04/3 | 0,02/3 | 0,01/3 | — |

¹ ω — на 100 км, ω_n — на ВЛ; ²на единицу, для однофазных — на фазу; ³на единицу;

⁴ ω — на присоединение, ω_n — на секцию.

Таблица 2.4

Среднее время восстановления элементов электрической сетей T_v и коэффициенты плановых простоев на одну цепь ВЛ или единицу оборудования K_n

| Элементы | $T_v \cdot 10^{-3}$, лет/отказ | | | | |
|----------------------------------|---------------------------------|-----|-----|-----|-----|
| | при напряжении, кВ | | | | |
| | 500 | 330 | 220 | 110 | 35 |
| Воздушные линии: | | | | | |
| • одноцепные; | 1,7 | 1,3 | 1,1 | 1 | 1 |
| • двухцепные (отказ одной цепи); | — | — | 0,2 | 0,4 | 0,8 |
| • двухцепные (отказ двух цепей) | — | — | 4 | 3 | 2,5 |

Окончание табл. 2.4

| Элементы | $T_{\text{в}} \cdot 10^{-3}$, лет/отказ | | | | |
|--------------------------------------|--|-----|-----|------|------|
| | при напряжении, кВ | | | | |
| | 500 | 330 | 220 | 110 | 35 |
| Трансформаторы и автотрансформаторы: | | | | | |
| • при отсутствии резервного; | 300 | 250 | 80 | 60 | 45 |
| • при наличии резервного | — | — | 25 | 20 | 10 |
| Выключатели | 10 | 7 | 4,8 | 2,8 | 1,3 |
| Сборные шины (на одно присоединение) | 0,7 | 0,6 | 0,4 | 0,25 | 0,25 |

Математическое ожидание ущерба от перерыва электроснабжения из-за плановых простоев определяется по выражению, аналогичному (2.30), в котором вместо $K_{\text{в}} = \omega_{\text{в}} \cdot T_{\text{в}}$ и $Y_{0\text{в}}$ используется коэффициент плановых простоев $K_{\text{п}} = \omega_{\text{п}} \cdot T_{\text{п}}$ и удельный показатель ущерба из-за плановых перерывов электроснабжения $Y_{0\text{п}}$ (рис. 2.27). Общая величина ущерба из-за плановых и аварийных простоев составляет:

$$Y = Y_{\text{в}} + Y_{\text{п}}. \quad (2.37)$$

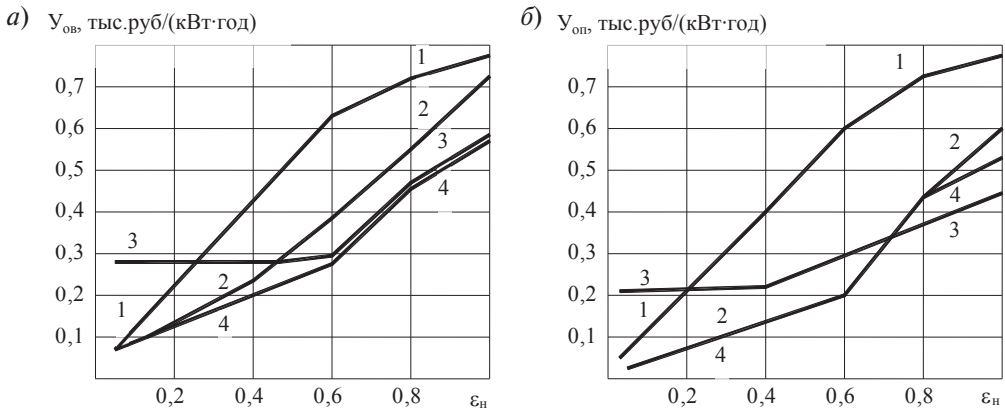


Рис. 2.27. Расчетный годовой ущерб от аварийных $Y_{\text{ав}}$ (а) и плановых $Y_{\text{оп}}$ (б) ограничений электроснабжения

| Структура нагрузки по группам, % | | | | |
|----------------------------------|----|----|----|----|
| Структура нагрузки | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Промышленность | 15 | 70 | 10 | 35 |
| Быт и сфера обслуживания | 50 | 25 | 25 | 25 |
| Сельское хозяйство | 15 | — | 55 | 30 |
| Транспорт и строительство | 20 | 5 | 10 | 10 |

Расчет приведенных затрат по вариантам представлен в табл. 2.5. Окончательный выбор варианта производится по минимуму приведенных затрат.

Таблица 2.5

Технико-экономическое сравнение вариантов трансформаторов

| Характеристика варианта | | Номер варианта | |
|---|---------------|---|---|
| | | I | II |
| Капитальные вложения в сооружение трансформаторов, тыс. руб. | | K_t^I | K_t^{II} |
| Дополнительные капитальные вложения в РУ, связанные с отличием в количестве трансформаторов по вариантам, тыс. руб. | | K_{py}^I | K_{py}^{II} |
| Величина годовых потерь электроэнергии, кВт·ч | | $\Delta W_{пот}^I$ | $\Delta W_{пот}^{II}$ |
| Величина недоотпуска электроэнергии потребителям в аварийных режимах, кВт·ч | | $\mathcal{E}_{зим}^I / \mathcal{E}_{лет}^I$ | $\mathcal{E}_{зим}^{II} / \mathcal{E}_{лет}^{II}$ |
| Составляющие приведенных затрат | $E_n \cdot K$ | $E_n \cdot K^I$ | $E_n \cdot K^{II}$ |
| | $I_{АО}$ | $I_{АО}^I$ | $I_{АО}^{II}$ |
| | $I_{пот}$ | $I_{пот}^I$ | $I_{пот}^{II}$ |
| | y | y^I | y^{II} |
| Приведенные затраты, тыс. руб. | | $З^I$ | $З^{II}$ |
| Приведенные затраты, % | | $З^I$ | $З^{II}$ |

Если величины приведенных затрат отличаются не более чем на 5 %, то варианты считаются равноэкономичными. В этом случае предпочтение отдается варианту с меньшим ущербом от недоотпуска электроэнергии потребителям.

3. Схемы электрических соединений распределительных устройств подстанций

3.1. Общие сведения и определения

Главная схема электрических соединений энергообъекта является совокупностью основного электротехнического оборудования, коммутационной аппаратуры и токоведущих частей, отражающей порядок их соединения между собой.

Главная схема электрических соединений ПС должна обеспечивать требуемую надежность функционирования каждой ПС в отдельности и прилегающей электрической сети, удобство и безопасность эксплуатации, определяемые простотой и наглядностью схем, а также возможностью минимизации коммутационных операций как в первичных, так и во вторичных цепях, гибкость, заключающуюся в способности к адаптации при изменении режима работы энергообъекта, в том числе при плановых и аварийно-восстановительных ремонтах, реконструкции, расширении и испытаниях.

Компоновка РУ должна обеспечивать возможность расширения, определяемую планом развития электросетевого комплекса в краткосрочной и среднесрочной перспективе. Схема должна допускать поэтапное развитие РУ с переходом от одного этапа к другому без существенных работ по его реконструкции и перевооружению, исключая перерывы в электроснабжении потребителей [16].

Одним из важнейших принципов организации сети, который обеспечивает требуемый уровень надежности при минимизации капитальных и операционных затрат, является унификация главных схем электрических соединений. Схемы РУ выбираются в соответствии

со стандартом СТО 56947007–29.240.30.010–2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения» [15]. Отступление от типовых решений допускается при наличии дополнительных технико-экономических обоснований. Стандарт регламентирует область применения схем электрических соединений в зависимости от класса напряжения электроустановки, конфигурации электрической сети, вида ПС, значимости присоединений и требований по уровню надежности их подключения и др.

3.2. Классификация подстанций

Исходя из конфигураций сети, можно выделить следующие виды ПС по их типу присоединения к ЭЭС.

Тупиковые подстанции (Т) — подстанции, получающие питание по одной или двум ЛЭП от одной головной ПС при условии, что эти ЛЭП не осуществляют питание других подстанций (рис. 3.1 — ПС 10 и ПС 11).

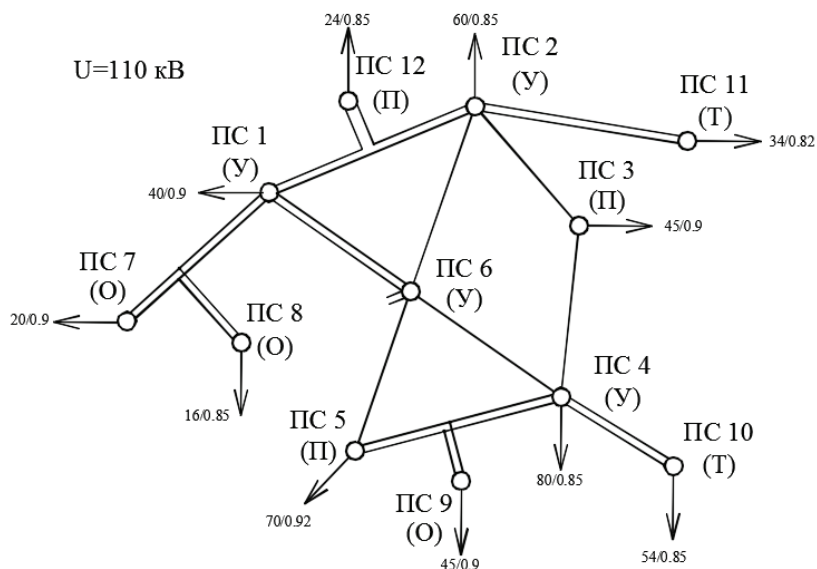


Рис. 3.1. Фрагмент схемы ЭЭС с подстанциями различных типов:

Т — тупиковые, О — ответвительные, П — проходные и У — узловые

Ответственные подстанции (О) — подстанции, получающие питание по одной или двум ЛЭП от одной или двух головных ПС при условии, что по этим ЛЭП осуществляется питание и других подстанций (рис. 3.1 — ПС 7, ПС 8 и ПС 9).

Проходные подстанции (П) — подстанции, получающие питание от двух других подстанций сети, «врезанные» в линию (или линии), соединяющую две другие ПС ЭЭС (рис. 3.1 — ПС 3, ПС 5 и ПС 12).

Узловые подстанции (У) — подстанции, которые имеют прямую связь с другими тремя или более подстанциями ЭЭС (рис. 3.1 — ПС 1, ПС 2, ПС 4 и ПС 6).

На рис. 3.1 приведен фрагмент схемы ЭЭС для класса напряжения 110 кВ, на котором представлены все вышеперечисленные типы подстанций.

3.3. Основные требования, предъявляемые к схемам

Схемы РУ подстанций при проектировании [3, 4] разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

- 1) обеспечивать требуемую надежность электроснабжения потребителей ПС в соответствии с категориями электроприемников и транзитными потоками мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном и послеаварийном режимах;
- 2) учитывать перспективу развития ПС;
- 3) учитывать требования противоаварийной автоматики;
- 4) обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения смежных присоединений;
- 5) обеспечивать наглядность, экономичность и автоматичность.

Схемы РУ должны предусматривать вывод выключателей и отделителей в ремонт, осуществляемый:

- 1) для всех схем РУ напряжением 6—35 кВ, а также для блочных и мостиковых схем РУ напряжением 110, 220 кВ (за исключением цепи, по которой осуществляется транзит мощности) путем временного отключения цепи, в которой установлен ремонтируемый аппарат;

- 2) для мостиковых схем РУ напряжением 35—220 кВ путем применения ремонтных перемычек, за исключением случаев, когда перемычки отсутствуют;
- 3) для схем со сборными шинами РУ напряжением 110, 220 кВ путем применения обходных выключателей, за исключением случаев, когда обходная система шин отсутствует;
- 4) для схем РУ напряжением 6—220 кВ путем установки подменного выключателя, если применяется такой тип выключателя (схемы с выкатными выключателями, КРУЭ);
- 5) для схем РУ напряжением 330—750 кВ (кроме схемы блока 330, 500 кВ), а также 110—220 кВ по схеме четырехугольника путем отключения выключателя без отключения присоединения. Число одновременно срабатывающих выключателей в пределах РУ одного напряжения должно быть не более: двух — при повреждении линии; четырех — при повреждении трансформаторов напряжением до 500 кВ, трех — 750 кВ.

Сравнение конкурирующих вариантов схем, намеченных на основании перечисленных требований, и окончательный выбор производятся на основании технико-экономических расчетов с учетом показателей надежности.

3.4. Выбор схем электрических соединений распределительных устройств

Схемы РУ электрических сетей района, города или электроснабжения объекта, указанные в схемах развития энергосистемы, являются предварительными и выбираются при непосредственном проектировании ПС.

В соответствии с НТП для РУ 110—220 кВ в зависимости от надежности и резервирования сети следует применять следующие схемы:

- с одинарной системой шин, секционированной выключателем или двумя развилками из двух выключателей, включенными, как правило, в цепи питающих присоединений;
- с двойными секционированными системами шин.

Схемы с обходной системой шин, а также с количеством выключателей на цепь более одного должны приниматься только при специальном обосновании.

Применение отделителей и короткозамыкателей не допускается. Подобные схемы не обеспечивают требуемую надежность электро-снабжения потребителей.

При применении типовых схем для конкретного объекта подлежат определению:

- типы, количество и технические параметры основного оборудования и ошиновки (с учетом исключения повреждений трансформаторов напряжения от феррорезонансных перенапряжений);
- количество воздушных и кабельных линий;
- необходимость и места установки регулирующих и компенсирующих устройств, токоограничивающих и дугогасящих реакторов, а также схема их присоединения;
- режимы нейтралей трансформаторов всех классов напряжений;
- необходимость высокочастотной обработки линий и количество обрабатываемых фаз;
- необходимость установки искателей повреждения и устройств для плавки гололеда на проводах и тросах ВЛ.

Алгоритм выбора схем распределительных устройств [17] представлен в приложении 1. Типовые схемы РУ 35–220 кВ приведены на рис. 3.2.

Блок «линия — трансформатор» с разъединителем — 1 — применяется в РУ 35–220 кВ для тупиковых однострансформаторных ПС при их питании короткой линией, не имеющей ответвлений.

Блок «линия — трансформатор» с выключателем — 3 Н — применяется в РУ 20–500 кВ для тупиковых или ответвительных однострансформаторных ПС при необходимости автоматического отключения поврежденного трансформатора от ВЛ, питающей несколько ПС. Данная схема может быть использована на начальном этапе развития объекта с последующим переходом к более сложной схеме.

Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий — 4 Н — применяются в РУ 35–220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных ПС, питаемых по двум ВЛ.

Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий — 5 Н — применяется в РУ 35–220 кВ для проходных двухтрансформаторных ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при отказе ВЛ в нормальном режиме работы ПС (при равномерном графике нагрузок).

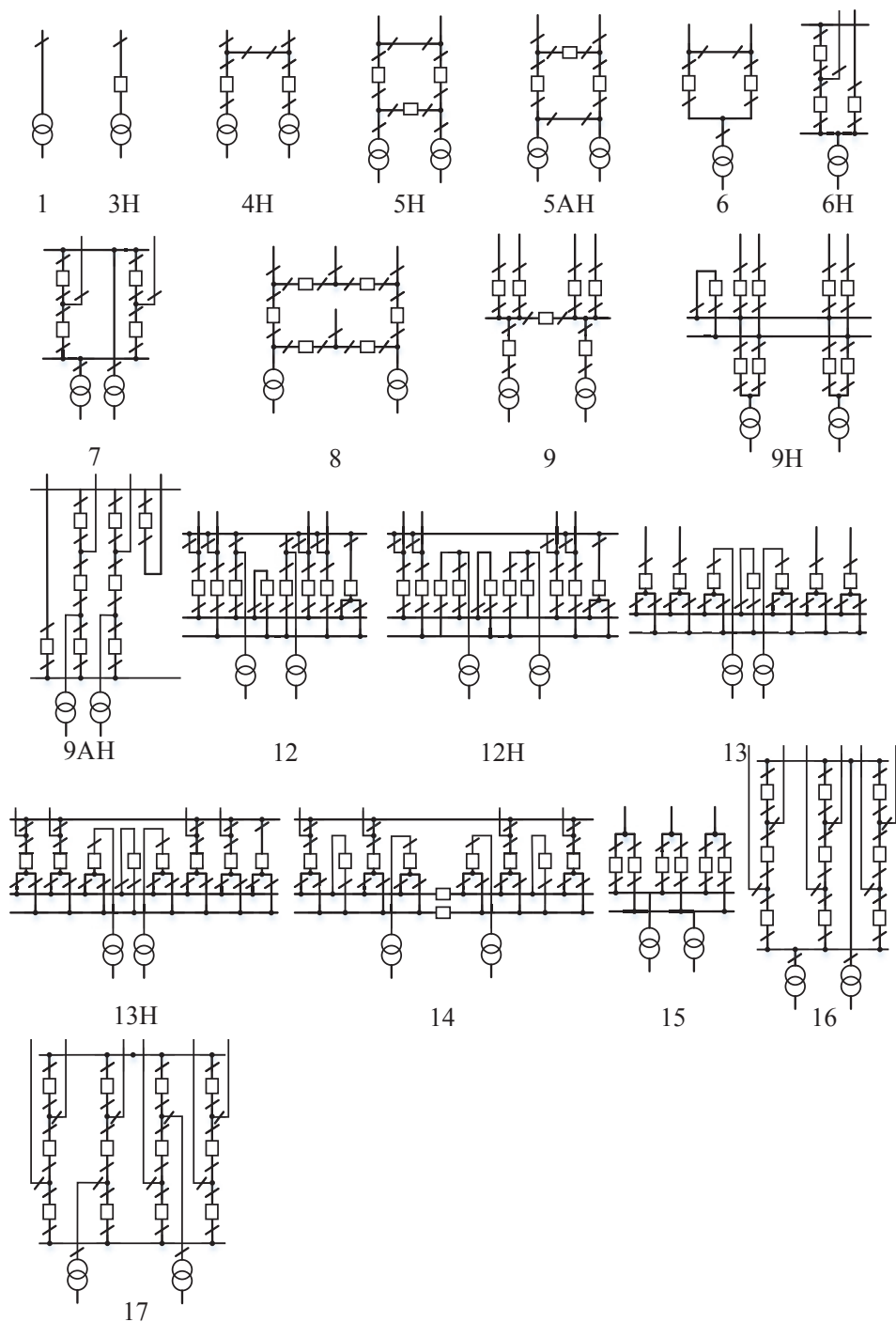


Рис. 3.2. Типовые схемы распределительных устройств 35–220 кВ

Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов — 5 АН — применяется в РУ 35–220 кВ для проходных двухтрансформаторных ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения транзита при отказе в силовом трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок).

«Заход — выход» — 6 — применяется в РУ 110–220 кВ для проходных или ответвительных однострансформаторных ПС с двусторонним питанием, начальный этап более сложной схемы.

Треугольник — 6 Н — применяется в РУ 110–750 кВ для двухтрансформаторных ПС, питаемых по двум ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ. Может использоваться в качестве начального этапа развития схемы «трансформаторы — шины». 6 Н является альтернативой схемам «мостиков», предпочтительной по многим показателям.

Четырехугольник — 7 — применяется в РУ напряжением 110–750 кВ для проходных двухтрансформаторных ПС, питаемых по двум ЛЭП, при необходимости выполнения секционирования.

Шестиугольник — 8 — применяется в РУ 110–330 кВ для двухтрансформаторных узловых ПС с четырьмя ВЛ или с другим соотношением из шести присоединений.

Одна рабочая секционированная выключателем система шин — 9 — применяется в РУ 20–220 кВ для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию секции шин.

Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей — 9 Н — применяется в РУ 110–220 кВ для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при наличии требований к сохранению в работе силовых трансформаторов.

Одна рабочая секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полуторную» цепочку — 9 АН — применяется в РУ 110–220 кВ для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ и при повышенных требованиях к сохранению в работе особо ответственных ВЛ и трансформаторов.

Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин — 12 — применяются в РУ 110–220 кВ для ПС с пятью и более присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей из работы, а также в РУ с устройствами для плавки гололеда и при наличии прочих обоснований.

Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей — 12 Н — применяются в РУ 110–220 кВ для ПС с пятью и более присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей из работы и при повышенных требованиях к сохранению в работе силовых трансформаторов.

Две рабочие системы шин — 13 — применяются в РУ 110–220 кВ для ПС с пятью и более присоединениями при повышенных требованиях к их сохранению в работе, допускающих потерю напряжения при повреждении в зоне сборных шин на время оперативных переключений с целью перевода присоединений на другую систему шин, а также при необходимости деления сети.

Две рабочие и обходная системы шин — 13 Н — применяются в РУ 110–220 кВ для ПС с пятью и более присоединениями при повышенных требованиях к их сохранению в работе, а также при наличии присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при плановом выводе силовых выключателей из работы, а также при необходимости деления сети. Схема применяется в РУ с устройством для плавки гололеда.

Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями — 14 — применяются в РУ 110–220 кВ мощных узловых ПС с 3–4 силовыми трансформаторами и числом присоединений более 15 при повышенных требованиях к их сохранению в работе, а также присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при плановом выводе силовых выключателей из работы, а также при необходимости деления сети. Схема применяется в РУ с устройством для плавки гололеда.

Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя — 15 — применяются в РУ 330–750 кВ с целью обеспечения полного резервирования подключения ВЛ через два выключателя.

Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий — 16 — применяются в РУ 220–750 кВ ПС при пяти и более линиях, подключаемых в «полуторную» цепочку, при необходимости подключения ВЛ через два выключателя.

Полуторная схема — 17 — применяется в РУ 220–750 кВ ПС с шестью и более присоединениями при повышенных требованиях к обеспечению их надежного подключения.

4. Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (т. к. з.) выполняется в следующей последовательности:

- для рассматриваемой схемы электрической сети составляется расчетная схема;
- по расчетной схеме составляется электрическая схема замещения;
- путем преобразования схема замещения приводится к простейшему виду многолучевой звезды (рис. 4.1, *а*) либо к виду трехлучевой звезды (рис. 4.1, *б*);
- определяются начальное значение периодической составляющей т. к. з. ($I_{\Pi 0}$), периодическая и апериодическая составляющие т. к. з. для заданного момента времени τ ($I_{\Pi \tau}$, $i_{at\tau}$), ударный т. к. з. ($i_{уд}$); при необходимости определяется распределение т. к. з. по ветвям схемы.

Расчетная схема представляет собой однолинейную схему электрической сети с указанием тех элементов и их параметров, которые влияют на значения токов к. з. и их распределение по ветвям схемы. В *схеме замещения* электромагнитные связи заменяются электрическими.

Формулы для определения сопротивлений основных элементов короткозамкнутой цепи в относительных единицах при базисных условиях приведены в табл. 4.1.

Здесь S_n , I_n , $x_{*d(n)}''$ — номинальные параметры элементов схемы (генератора, трансформатора, системы и т. д.); S_6 — базисная мощность, МВА; S_k — мощность короткого замыкания энергосистемы, МВА; $I_{н.откл}$ — номинальный ток отключения выключателя, присоединенного к шинам энергосистемы; u_k — напряжение короткого замыкания трансформатора; U_n — среднее номинальное напряжение в месте установки данного элемента, кВ; $x_{пл}$ — погонное индуктивное сопротивление линии, Ом/км; l — длина линии, км.

Таблица 4.1

Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений

| Элементы электроустановки | Каталожные данные | Сопротивления | |
|---------------------------|-------------------------|--|--|
| | | Именованные единицы | Относительные единицы |
| Генератор | $x''_{*d(n)}$ S_H | $x_r = x''_{d(n)} \cdot \frac{U_6^2}{S_H}$ | $x_{*r} = x''_{d(n)} \cdot \frac{S_6}{S_H}$ |
| Энергосистема | S_K $I_{H.откл}$ | $x_c = \frac{U_6^2}{S_K}$ | $x_{*c} = \frac{S_6}{S_K}$ |
| | $x_{*c(n)}$ S_{Hn} | $x_c = \frac{U_6^2}{\sqrt{3}U_{срн} \cdot I_{H.откл}}$ | $x_{*c} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{срн} \cdot I_{H.откл}}$ |
| | | $x_c = x_{*c} \cdot \frac{U_6^2}{S_{Hn}}$ | $x_{*c} = x_{*c(n)} \cdot \frac{S_6}{S_{Hn}}$ |
| Трансформатор | u_K S_H | $x_r = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_H}$ | $x_{*r} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}$ |
| Реактор | x_p I_H | $x_p = \frac{x_p}{100} \cdot \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot I_H} \cdot \frac{U_H}{U_6}$ | $x_{*p} = \frac{x_p}{100} \cdot \frac{I_6}{I_H} \cdot \frac{U_H}{U_6}$ |
| ЛЭП | x_l l U_l | $x_l = x_{пл} \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_{лср}^2}$ | $x_{*л} = x_{пл} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{лср}^2}$ |
| Обобщенная нагрузка | $x''_{*он(n)}$ S_H | $x''_{он} = x''_{он(n)} \cdot \frac{U_6^2}{S_H}$ | $x''_{*он} = x''_{он(n)} \cdot \frac{S_6}{S_H}$ |

Расчет действующего значения периодической составляющей т. к.з. в начальный момент времени $I_{П0}$ зависит от того, к какому виду приведена схема замещения. Если схема замещения приведена к виду многолучевой звезды (рис. 4.1, а), то $I_{П0}$ определяется из формулы:

$$I_{П0} = \sum_{i=1}^n I_{П0i} = \sum_{i=1}^n \frac{E_i}{X_i}. \quad (4.1)$$

Если схема приведена к виду трехлучевой звезды (рис. 4.1, б), то $I_{П0}$ определяется из формулы:

$$I_{П0} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma} + x_k}, \quad (4.2)$$

где x_{Σ} — эквивалентное сопротивление, $x_{\Sigma} = \frac{x_r \cdot x_c}{x_r + x_c}$; E_{Σ} — эквивалентная ЭДС, $E_{\Sigma} = x_{\Sigma} \left(\frac{E_{гэ}}{x_r} + \frac{E_{сэ}}{x_c} \right)$.

Для выбора коммутационной аппаратуры необходимо знать максимальные токи к. з. в момент расхождения контактов выключателя. Расчетное время от начала к. з. до расхождения контактов выключателя вычисляется как сумма собственного времени выключателя $t_{св}$ и времени действия релейной защиты $t_{рз}$ ($t_{рз} = 0,01$ с).

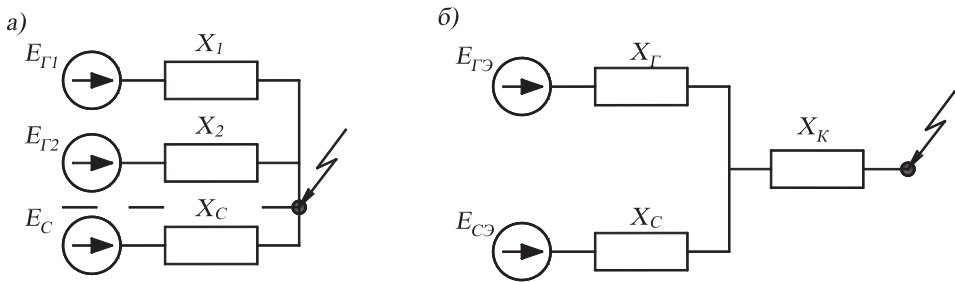


Рис. 4.1. Схема для расчета т. к. з. с источниками, связанными с точкой к. з. непосредственно (а) и через общее сопротивление (б)

Следует отметить, что для расчета релейной защиты электроустановок кроме максимальных токов к. з. необходимо знать минимальные токи и их распределение по ветвям схемы (по внешним присоединениям).

Методы и средства ограничения токов к. з.

Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей энергообъектов выполняется согласно термическому и электродинамическому действию токов к. з. Развитие энергосистем, увеличение единичной мощности агрегатов станций определяет рост уровней токов к. з. в электрических сетях. Максимальные уровни токов трехфазного к. з. в сетях 35–220 кВ могут превышать 60 кА. Зачастую уровни однофазного к. з. в сетях 110–220 кВ превышают уровни трехфазного к. з. Для обеспечения коммутационной способности силовых выключателей, которая, как правило, ограничена в 40–63 кА, а также термической и электродинамической стойкостью силового оборудования и токо-

ведущих частей, в аварийных режимах необходимо воздействовать на уровне токов к. з.

Принципиальными решениями данной задачи являются [18]:

- повышение быстродействия силовых выключателей;
- схемные решения, принимаемые на стадии проектирования;
- стационарное или автоматическое деление электрической сети;
- применение токоограничивающих устройств;
- оптимизация режима заземления нейтралей силовых трансформаторов;
- установка силовых трансформаторов и автотрансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения.

Применение сверхбыстродействующих коммутационных аппаратов, в том числе синхронизированных силовых выключателей с временем отключения 0,5–2 периода, позволяет снизить термическое воздействие, пропорциональное времени действия к. з.

Современный подход состоит в согласовании схем выдачи мощности (СВМ) станций и прилегающей сети и оптимизации топологической связности электрической сети при перспективном развитии.

Деление сети на сборных шинах станций и ПС, как стационарное, постоянно действующее в нормальном режиме, так и автоматическое, реализуемое действием автоматики деления сети (АДС) при возникновении к. з., обеспечивает существенное снижение уровней токов к. з. Применение первого способа приводит, как правило, к неравномерному распределению нагрузки и избыточным потерям. Применение АДС возможно только в том случае, если силовые выключатели во включенном положении способны выдержать полный ток короткого замыкания до отключения тока подпитки секционным или шиносоединительным выключателем. Применение автоматики опережающего деления может рассматриваться как временное мероприятие [18].

Согласно Положению о единой технической политике в электросетевом комплексе [18] в перспективе предполагается применение современных устройств на основе силовой электроники и быстродействующих взрывных отключающих устройств в сетях всех классов напряжений. Быстродействующие безынерционные устройства способны ограничить ток к. з. в течение первого полупериода его протекания.

Следует отметить, что целесообразность методов и мероприятий ограничения токов к. з. должна определяться исходя из технико-экономического обоснования того или иного решения [18, 19].

5. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей

5.1. Выбор силовых выключателей и разъединителей

Силовой выключатель — электрический аппарат, предназначенный для коммутации трехфазной системы переменного тока в различных режимах. Выключатели предварительно выбираются по условию работы: внутренняя или наружная установка, климатическое исполнение, частота коммутаций, требуемые циклы АПВ (однократное, многократное, быстродействующее), степень быстродействия. Кроме того, решается вопрос о применении вакуумных или элегазовых выключателей.

Согласно НТП ПС в РУ 6, 10, 35 кВ должны устанавливаться вакуумные или элегазовые выключатели. Применение элегазовых выключателей в РУ до 35 кВ требует дополнительного обоснования. На ОРУ 110–750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели, которые должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур.

Разъединители предназначены для отключения и включения цепей без тока и создания видимого разрыва между частями, находящимися под напряжением, и частями, выведенными в ремонт. Коммутация токов нагрузки не допускается, так как контактная система не имеет дугогасительных устройств. Однако допускается использовать разъединители для коммутации:

- незначительных токов намагничивания трансформаторов и зарядных токов линий;
- нагрузочного тока до 10–15 А трехполюсными разъединителями наружной установки при $U \leq 10$ кВ;
- нейтралей трансформатора и заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю.

Выбор выключателей осуществляется по следующим параметрам: по классу напряжения места установки, по длительному току, по электродинамической стойкости, по отключающей способности, по способности силового выключателя включаться, по термической стойкости.

Выбор по классу напряжения места установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (5.1)$$

Проверка по длительному току

Выключатели выбираются одинаковые, но проверка выполняется для наиболее нагруженного. Мощность транзита ($S_{\text{тр}}$) определяется из расчетов электрической сети.

$$\begin{aligned} I_{\text{раб}} &\leq I_{\text{ном}}, \\ I_{\text{раб.утяж}} &\leq I_{\text{ном}}. \end{aligned} \quad (5.2)$$

Форсировочный (утяжеленный) ток ($I_{\text{раб.утяж}}$) определяется для наиболее нагруженного выключателя. В некоторых случаях необходимо рассмотреть послеаварийный режим (отключение одного трансформатора).

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{S_{\text{зим.мах}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} + \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (5.3)$$

Проверка на электродинамическую стойкость

$$I_{\text{П0}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (5.4)$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \quad (5.5)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot k_{\text{уд}}, \quad (5.6)$$

где $I_{\text{дин}}$ и $i_{\text{дин}}$ — действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока выключателя (определяются по каталогу); $k_{\text{уд}}$ — ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания $T_{\text{а}}$.

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\text{а}}}}, \quad (5.7)$$

где T_a — постоянная времени, $T_a = \frac{L_k}{R_k}$, где L_k — индуктивность схемы,

$$L_k = \frac{X_k}{\omega}.$$

Для рассматриваемой схемы

$$T_a = \frac{X_{\text{эк}}}{\omega \cdot R_{\text{эк}}}, \quad (5.8)$$

где $X_{\text{эк}}$ и $R_{\text{эк}}$ — соответственно индуктивное и активное эквивалентное сопротивление схемы.

Таблица 5.1

Средние значения ударного коэффициента $k_{\text{уд}}$ и постоянной времени T_a для характерных элементов и частей, примыкающих к точке короткого замыкания

| Элемент или часть ЭЭС | T_a , с | $k_{\text{уд}}$ |
|---|-----------|-----------------|
| Турбогенератор мощностью 10–63 МВт | 0,16–0,25 | 1,95–1,955 |
| То же мощностью 100–1000 МВт | 0,4–0,54 | 1,975–1,98 |
| Блок, состоящий из турбогенератора мощностью 63 МВт и трансформатора, при номинальном напряжении генератора, кВ: <ul style="list-style-type: none"> • 6,3; • 10,5 | 0,20 | 1,95 |
| | 0,15 | 1,935 |
| Блок, состоящий из трансформатора и турбогенератора мощностью, МВт: <ul style="list-style-type: none"> • 100–200; • 300; • 500; • 800 | 0,26 | 1,965 |
| | 0,32 | 1,977 |
| | 0,35 | 1,983 |
| | 0,30 | 1,967 |
| Часть системы, с которой электростанция (подстанция) связана воздушными линиями напряжением, кВ: <ul style="list-style-type: none"> • 35; • 110–150; • 220–330; • 500–750 | 0,02 | 1,60 |
| | 0,02–0,03 | 1,6–1,717 |
| | 0,03–0,04 | 1,717–1,78 |
| | 0,06–0,08 | 1,85–1,895 |
| Часть системы, с которой сборные шины 6–10 кВ электростанции (подстанции) связаны через трансформатор мощностью, МВА: <ul style="list-style-type: none"> • 80 и выше; • 32–63 | 0,06–0,15 | 1,85–1,935 |
| | 0,05–0,10 | 1,82–1,9 |

Окончание табл. 5.1

| Элемент или часть ЭЭС | T_a , с | $k_{уд}$ |
|--|-----------|----------|
| Подстанция, защищенная реактором с номинальным током, А: | | |
| • 1000 и выше; | 0,23 | 1,956 |
| • до 630 | 0,10 | 1,904 |
| Распределительные кабельные сети 6–10 кВ | 0,01 | 1,37 |

Проверка на отключающую способность (только для силовых выключателей)

1. По отключению периодической составляющей:

$$I_{П\tau} < I_{откл.ном}, \quad (5.9)$$

где $I_{П\tau}$ — периодическая составляющая т. к. з. в момент времени τ , $I_{П\tau} = I_{П0}$; $I_{откл.ном}$ — номинальный ток отключения выключателя.

2. По отключению апериодической составляющей:

$$i_{ат} < i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (5.10)$$

где $i_{ат}$ — апериодическая составляющая т. к. з. в момент времени τ ; $\beta_{ном}$ — номинальное процентное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе для момента времени τ , определяется по каталогам или [14, рис. 40.39]; τ — время от начала к. з. до расхождения контактов выключателя:

$$\tau = t_{св} + t_{рз}, \quad (5.11)$$

где $t_{св}$ — собственное время выключателя, $t_{рз}$ — время срабатывания релейной защиты.

Апериодическая составляющая т. к. з. для схемы, приведенной к виду многолучевой звезды (рис. 4.1, а), определяется из выражения:

$$i_{ат\Sigma} = \sum i_{атi}, \quad (5.12)$$

$$i_{атi} = i_{а0i} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{ai}}} = \sqrt{2} \cdot I_{П0i} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{ai}}}, \quad (5.13)$$

где T_{ai} — постоянная затухания апериодической составляющей т. к. з. i -го присоединения схемы замещения.

В случае если условие $I_{Пт} < I_{откл.ном}$ выполняется, а $i_{ат} > i_{а.ном}$, допускается проверять выключатель по полному току к. з.

$$(\sqrt{2} \cdot I_{П0} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} (1 + \beta_{ном}). \quad (5.14)$$

Проверка способности силового выключателя включаться на короткие замыкания (только для силовых выключателей)

Проверка выполняется по следующим выражениям:

$$I_{П0} \leq I_{вкл.ном}, \quad (5.15)$$

$$i_{уд} \leq i_{вкл.ном}, \quad (5.16)$$

где $I_{вкл.ном}$ — действующее значение номинального тока включения;
 $i_{вкл.ном}$ — амплитудное значение номинального тока включения.

Проверка на термическую стойкость

$$B_{к.расч} \leq I_{тер}^2 t_{тер}, \quad (5.17)$$

где $B_{к.расч}$ — расчетный тепловой импульс т. к.з.; $I_{тер}$ — предельный ток термической стойкости (по каталогу); $t_{тер}$ — время действия тока термической стойкости (по каталогу).

Расчетный тепловой импульс ($B_{к.расч}$) определяется в зависимости от места к. з. Для удаленного к. з. (шины ПС и РУ повышенного напряжения станций) тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_{к.расч} = I_{П0}^2 (t_{откл} + T_a). \quad (5.17)$$

В соответствии ГОСТ Р 52736 [19] расчетная продолжительность к. з. в электроустановке ($t_{откл}$) определяется путем сложения времени действия основной релейной защиты, в зону которой входят проверяемые проводники и электрические аппараты, и полного времени отключения соответствующего выключателя:

$$t_{откл} = t_{СВ} + t_{РЗ} = \tau. \quad (5.18)$$

5.2. Измерения на электроэнергетических объектах

Измерение тока должно производиться в цепях всех напряжений для систематического контроля технологического процесса или оборудования.

Измерение тока каждой фазы должно производиться:

- 1) для синхронных турбогенераторов мощностью 12 МВт и более;
- 2) для линий электропередачи с пофазным управлением, линий с продольной компенсацией и линий, для которых предусматривается возможность длительной работы в неполнофазном режиме; в обоснованных случаях может быть предусмотрено измерение тока каждой фазы линий электропередачи 330 кВ и выше с трехфазным управлением;
- 3) для дуговых электропечей.

Измерение напряжения, как правило, должно производиться:

- 1) на секциях сборных шин постоянного и переменного тока, которые могут работать раздельно; допускается установка одного прибора с переключением на несколько точек измерения; на подстанциях допускается измерять напряжение только на стороне низшего напряжения, если установка трансформаторов напряжения на стороне высшего напряжения не требуется для других целей;
- 2) в цепях генераторов постоянного и переменного тока, синхронных компенсаторов, а также в отдельных случаях в цепях агрегатов специального назначения; при автоматизированном пуске генераторов или других агрегатов установка на них приборов для непрерывного измерения напряжения не обязательна;
- 3) в цепях возбуждения синхронных машин мощностью 1 МВт и более; в цепях возбуждения гидрогенераторов измерение не обязательно;
- 4) в цепях силовых преобразователей, аккумуляторных батарей, зарядных и подзарядных устройств;
- 5) в цепях дугогасящих реакторов.

В трехфазных сетях производится измерение, как правило, одного междуфазного напряжения. В сетях напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью допускается измерение трех междуфазных напряжений для контроля исправности цепей одним прибором (с переключением).

Должна производиться регистрация значений одного междуфазного напряжения сборных шин 110 кВ и выше (либо отклонения напряжения от заданного значения) электростанций и подстанций, по напряжению на которых ведется режим энергосистемы.

Измерение мощности должно производиться в цепях:

- 1) генераторов (активной и реактивной мощности). При установке на генераторах мощностью 100 МВт и более щитовых показывающих приборов их класс точности должен быть не ниже 1,0. На электростанциях мощностью 200 МВт и более должна также измеряться суммарная активная мощность. Рекомендуется измерять суммарную активную мощность электростанций мощностью менее 200 МВт при необходимости автоматической передачи этого параметра на вышестоящий уровень оперативного управления;
- 2) конденсаторных батарей мощностью 25 МВАр и более и синхронных компенсаторов (реактивной мощности);
- 3) трансформаторов и линий, питающих СН тепловых электростанций (активной мощности) напряжением 6 кВ и выше;
- 4) повышающих двухобмоточных трансформаторов электростанций (активной и реактивной мощности). В цепях повышающих трехобмоточных трансформаторов (или автотрансформаторов с использованием обмотки низшего напряжения) измерение активной и реактивной мощности должно производиться со стороны среднего и низшего напряжений. Для трансформатора, работающего в блоке с генератором, измерение мощности со стороны низшего напряжения следует производить в цепи генератора;
- 5) понижающих трансформаторов 220 кВ и выше (активной и реактивной мощности), напряжением 110–150 кВ (активной мощности). В цепях понижающих двухобмоточных трансформаторов измерение мощности должно производиться со стороны низшего напряжения, а в цепях понижающих трехобмоточных трансформаторов — со стороны среднего и низшего напряжений. На подстанциях 110–220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения измерение мощности допускается не выполнять. При этом должны предусматриваться места для присоединения контрольных показывающих или регистрирующих приборов;
- 6) линий напряжением 110 кВ и выше с двусторонним питанием, а также обходных выключателей (активной и реактивной мощности);

- 7) на других элементах подстанций, где для периодического контроля режимов сети необходимы измерения перетоков активной и реактивной мощности, должна предусматриваться возможность присоединения контрольных переносных приборов. При установке щитовых показывающих приборов в цепях, в которых направление мощности может изменяться, эти приборы должны иметь двустороннюю шкалу.

Измерение частоты должно производиться:

- 1) в узлах возможного деления энергосистемы на несинхронно работающие части;
- 2) на каждой секции шин генераторного напряжения;
- 3) на каждом генераторе блочной тепловой или атомной электростанции;
- 4) на каждой системе (секции) шин высшего напряжения электростанции.

Регистрация электрических величин в аварийных режимах. Для автоматической регистрации аварийных процессов в электрической части энергосистемы должны предусматриваться автоматические осциллографы.

Для регистрации действия устройств противоаварийной системной автоматики рекомендуется устанавливать дополнительные осциллографы.

Для определения мест повреждений на ВЛ 110 кВ и выше длиной более 20 км должны предусматриваться фиксирующие приборы.

5.3. Выбор измерительных трансформаторов

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики. Применение измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность персонала электроустановок, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены, а также позволяет унифицировать конструкцию приборов и реле.

Трансформаторы тока выбирают по конструкции и классу точности, по напряжению, первичному току, электродинамической и термической стойкости, по вторичной нагрузке.

Выбор по конструкции и классу точности

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле (5 А, реже 1 или 2,5 А), а также для отделения цепей управления и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока, применяемые в РУ, выполняют одновременно роль проходного изолятора (ТПЛ, ТПОЛ). В комплектных РУ до 35 кВ применяются опорно-проходные (стержневые) трансформаторы тока ТЛМ, ТПЛК, ТНЛМ и шинные ТШЛ. Следует отметить, что марка трансформатора тока зависит от типа выбранной ячейки.

В РУ 35 кВ и выше используются встроенные в силовые трансформаторы и выключатели (ТВ, ТВГ, ТВВ, ТВТ), а также отдельно стоящие элегазовые и маслонаполненные трансформаторы тока наружной установки (ТРГ, ТГФМ, ТОГ, ТБМО, ТФЗМ).

Фактические вторичные нагрузки измерительных ТТ должны соответствовать требованиям нормативных документов и обеспечивать работу ТТ в требуемом классе точности. ТТ должны иметь отдельную обмотку для целей учета электроэнергии. Кроме того, следует применять схему измерения с тремя ТТ.

Обмотки ТТ 220 кВ и выше, предназначенные для учета электроэнергии, должны иметь класс точности не хуже 0,2S, для целей АСУ ТП и измерений — не хуже 0,2. Аналогичные параметры класса точности применяются на присоединениях потребителей мощностью свыше 100 МВт вне зависимости от класса напряжения. Для потребителей с присоединенной мощностью до 100 МВт применяются обмотки с классом точности не хуже 0,5S для учета электроэнергии и не хуже 0,5 для АСУ ТП и измерений.

Выбор по напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (5.19)$$

где $U_{\text{уст}}$ — напряжение установки, кВ; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение, кВ.

Выбор по первичному току

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}} ; \quad (5.20)$$

$$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}} , \quad (5.21)$$

где $I_{\text{раб}}$ — рабочий максимальный ток нормального режима, А; $I_{\text{ном}}$ — первичный номинальный ток, А; $I_{\text{раб.утяж}}$ — рабочий максимальный ток утяжеленного режима, А.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки ($I_{\text{ном}}$), так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Выбор по электродинамической стойкости

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} , \quad (5.22)$$

где $i_{\text{дин}}$ — амплитудное значение предельного сквозного тока ТТ (определяется по каталогу); $i_{\text{уд}}$ — ударный ток короткого замыкания.

Выбор по термической стойкости

$$B_{\text{к.расч}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} , \quad (5.23)$$

где $I_{\text{тер}}$ и $t_{\text{тер}}$ — ток и время термической стойкости (определяются по каталогу).

Выбор по вторичной нагрузке

$$z_2 \leq z_{2\text{ном}} , \quad (5.24)$$

где z_2 — вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом; $z_{2\text{ном}}$ — номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности (определяется по каталогу), Ом.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивлений приборов ($r_{\text{приб}}$), соединительных проводов ($r_{\text{пр}}$) и переходных сопротивлений контактов ($r_{\text{к}}$).

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} . \quad (5.25)$$

Сопротивления приборов определяются из соотношения:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (5.26)$$

где $I_{2\text{ном}}$ — номинальный ток вторичной обмотки, А; $S_{\text{приб}}$ — мощность, потребляемая приборами, ВА.

Для подсчета потребляемой мощности рекомендуется использовать табличную форму (табл. 5.2):

Таблица 5.2

Вторичная нагрузка трансформатора тока

| Измерительный прибор | Тип | Нагрузка по фазам, ВА | | |
|----------------------|----------|-----------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | ЭА2258 М | 0,5 | — | — |
| Ваттметр | ЦП8506 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Варметр | ЦП8506 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Счетчик | СЭТ4 ТМ | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Итого | — | 1,6 | 1,1 | 1,1 |

Состав измерительных приборов понижающей ПС представлен на рис. 5.1.

Для схемы соединения трансформаторов тока «неполная звезда» расчетная нагрузка приборов $S_{\text{приб}}$ определяется как сумма мощностей приборов, включенных в фазный провод $S_{\text{приб.Ф}}$ и нулевой провод $S_{\text{приб.Н}}$.

Для схемы соединения «полная звезда» расчетная нагрузка приборов $S_{\text{приб}}$ равна суммарной мощности приборов, включенных в фазный провод $S_{\text{приб.Ф}}$.

Сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом при количестве приборов $n \leq 3$ и 0,1 Ом при $n > 3$.

Зная $r_{\text{пр}}$, можно определить сечение соединительных проводов:

$$q_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (5.27)$$

где ρ — удельное сопротивление материала провода (для проводников с медными жилами $\rho = 0,0175$ Ом · мм²/м, с алюминиевыми $\rho = 0,0283$ Ом · мм²/м); $l_{\text{расч}}$ — расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока и расстояния l от трансформаторов тока до приборов.

При включении в звезду $l_{\text{расч}} = l$, в неполную звезду $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$, в одну фазу $l_{\text{расч}} = 2 \cdot l$.

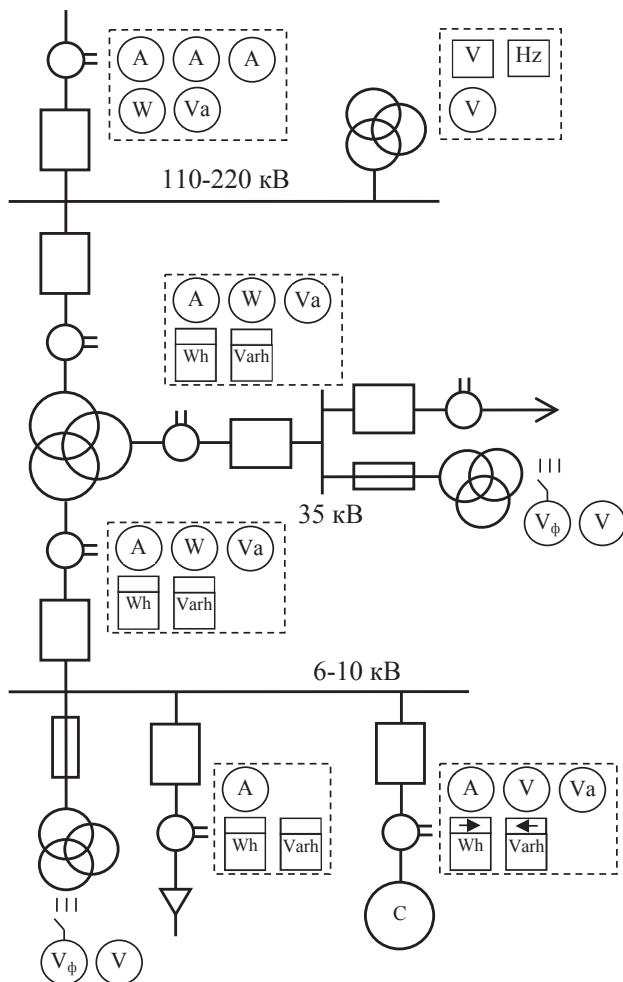


Рис. 5.1. Схема измерений на понижающей подстанции

Для разных присоединений принимается следующая длина соединительных проводов (l), м:

| | |
|--|---------|
| Все цепи ГРУ 6–10 кВ, кроме цепей к потребителям | 40–60 |
| Линии 6–10 кВ к потребителям: | |
| при установке приборов в шкафах КРУ | 4–6 |
| на щите управления | 30–40 |
| Цепи генераторного напряжения блочных станций | 20–40 |
| Все цепи РУ: | |
| 35 | 45–60 |
| 110 | 65–80 |
| 220 | 100–150 |
| 330–500 | 150–175 |

По условию механической прочности сечение должно быть не менее 4 мм^2 для проводов с алюминиевыми жилами и $2,5 \text{ мм}^2$ для проводов с медными жилами. Провода с площадью сечения больше 6 мм^2 не применяются.

Трансформаторы напряжения выбирают по напряжению, по конструкции и схеме обмоток, по классу точности, по вторичной нагрузке.

Выбор по напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (5.28)$$

где $U_{\text{уст}}$ — напряжение установки, кВ; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение, кВ.

Выбор по конструкции и схеме соединения обмоток

Выбор типа трансформатора определяется его назначением. Если от ТН получают питание расчетные счетчики, то целесообразно использовать на напряжениях 6, 10, 35 кВ два однофазных трансформатора типа НОМ или НОЛ, соединенных по схеме открытого неполного треугольника. Два однофазных ТН обладают большей мощностью, чем один трехфазный, а по стоимости на напряжения 6 и 10 кВ они примерно равны. Если одновременно с измерением необходимо проводить контроль изоляции в сетях 6–10 кВ, то устанавливают трехфазные трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения серии НТМИ или трехфазные антирезонансные масляные серии НАМИ. Группу из трех однофазных трансформаторов серии ЗНОМ или ЗНОУТ устанавливают в том случае, если мощность трехфазных (НТМИ или НАМИ) недостаточна. При использовании трех однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, нейтральная точка обмотки высокого напряжения ТН должна быть заземлена для правильной работы приборов контроля изоляции.

Для напряжения 110 кВ и выше применяют каскадные трансформаторы НКФ или антирезонансные трансформаторы типа НАМИ, имеющие некаскадную конструкцию. Вместо индуктивных трансформаторов напряжения НКФ используются емкостные трансформаторы типа НДЕ, которые позволяют решить проблему устойчивости измерительных трансформаторов к феррорезонансным перенапряжениям в энергосистемах. Кроме того, данный тип трансформаторов напряжения предназначен для обеспечения высокочастотной связи в электрических системах напряжением от 110 до 1150 кВ.

Выбор по классу точности

Класс точности зависит от вторичной нагрузки. Класс точности измерительных трансформаторов для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более 0,5. Допускается использование трансформаторов напряжения класса точности 1,0 для включения расчетных счетчиков класса точности 2,0. Трансформаторы напряжения, используемые для присоединения счетчиков технического учета, могут иметь класс точности ниже 1,0.

Выбор по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (5.29)$$

где $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность в выбранном классе точности. При расчете следует иметь ввиду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника — удвоенную мощность одного трансформатора; $S_{2\Sigma}$ — нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору, ВА.

Таблица 5.3

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Наименование приборов | Тип | Мощность одной обмотки | Число катушек | cosφ | sinφ | Число приборов | Общая потребляемая мощность | |
|-----------------------|----------|------------------------|---------------|------|------|----------------|-----------------------------|--------|
| | | | | | | | P, Вт | Q, вар |
| Частотомер | ЭД2230 | 2,5 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2,5 | — |
| Вольтметр | ЭВ2259 М | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | — |
| Ваттметр | ЦП8506 | 0,25 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0,25 | — |
| Варметр | ЦП8506 | 0,25 | 1 | 0 | 1 | 1 | — | 0,25 |
| Счетчик | СЭТ4 ТМ | 3 | 3 | 0,43 | 0,90 | 4 | 15,5 | 32,5 |
| Итого: | — | — | — | — | — | — | 21,25 | 32,75 |

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (5.30)$$

При определении вторичной нагрузки рекомендуется табличная форма (см. табл. 5.3).

5.4. Выбор токоведущих частей

В РУ ПС содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводов. При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий их работы.

Токоведущие части должны:

- длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- противостоять кратковременному электродинамическому и термическому воздействию т. к. з.;
- выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололед);
- удовлетворять требованиям экономичности.

В закрытых РУ 6–10 кВ сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам и трансформаторам (ошиновка) выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3 кА применяются одно- и двухполюсные шины. При больших токах рекомендуется выбирать шины коробчатого сечения.

В РУ 35 кВ и выше используются гибкие провода (сталеалюминевый провод марки АС) или жесткие шины круглого сечения. Жесткая ошиновка на ОРУ может применяться на всех подстанциях 110 кВ с трансформаторами до 80 МВА и подстанциях 220/110 кВ с автотрансформаторами до 125 МВА включительно.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепятся на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так, для сборных шин приняты расстояния: 35 кВ — 1,5 м, 110 кВ — 3 м, 220 — 4 м, 500 — 6 м. При таких расстояниях силы взаимодействия невелики, поэтому расчет на электродинамическое действие обычно не производится. Но при больших токах к. з. провода настолько могут сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Жесткая ошиновка крепится на опорных изоляторах и высоковольтных аппаратах, поэтому в ряде случаев отпадает необходимость в сооружении дополнительных порталов (рис. 4.2), что приводит к снижению металлоемкости конструкций и объема выполняемых работ

по монтажу РУ. В РУ 110–220 кВ жесткая ошиновка может применяться вместе с гибкой, например в виде сочетания жестких сборных шин с гибкими внутрирядовыми связями.

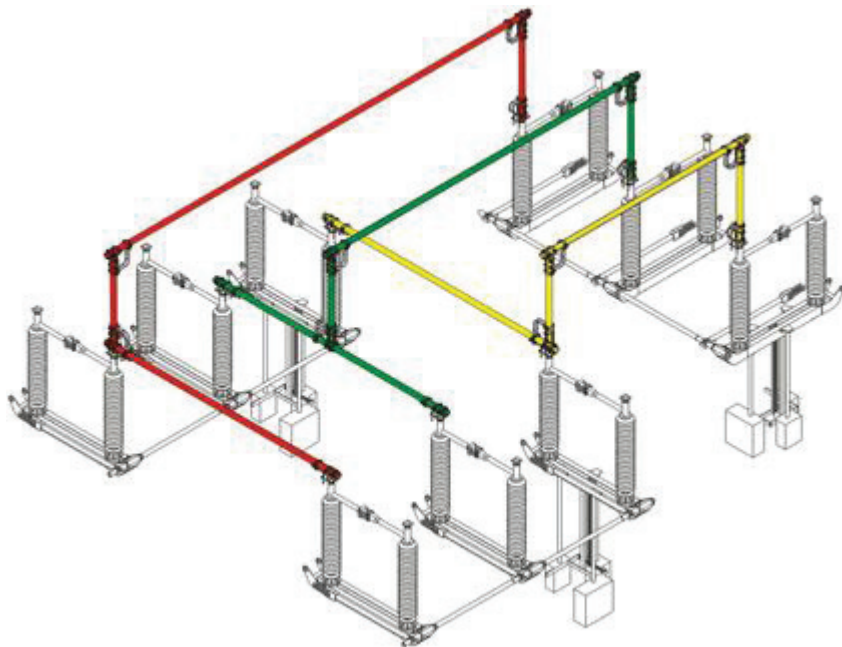


Рис. 5.2. Комплектное распределительное устройство 110 кВ

Токоведущие части выбирают по экономической плотности тока, по допустимому току из условий нагрева, по термической стойкости при к. з., по динамической стойкости, по условию коронирования.

Выбор по экономической плотности тока:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (5.31)$$

где $I_{\text{раб}}$ — рабочий ток электроустановки, А; $j_{\text{эк}}$ — нормированная экономическая плотность тока, А/мм² (табл. 5.4).

По экономической плотности тока не выбирают:

- СШ электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ и ЗРУ всех напряжений, т. к. нагрузка по их длине неравномерна и на многих участках меньше рабочего тока;
- проводники, идущие к резисторам, пусковым реостатам и т. п.;

- сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3–5 лет;
- сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ при числе часов использования максимума нагрузки $T_{\max} < (4000 \div 5000)$ ч, поскольку потери при этом невелики;
- ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1 кВ, а также осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий.

Таблица 5.4

Экономическая плотность тока

| Проводник | T_{\max} , ч | | |
|---|----------------|-----------|------------|
| | до 3000 | 3000–5000 | Свыше 5000 |
| Неизолированные провода и шины: | | | |
| • из меди; | 2,5 | 2,1 | 1,8 |
| • алюминия | 1,3 | 1,1 | 1,0 |
| Кабели с бумажной, провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами: | | | |
| • из меди; | 3,0 | 2,5 | 2,0 |
| • алюминия | 1,6 | 1,4 | 1,2 |
| Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией и жилами: | | | |
| • из меди; | 3,5 | 3,1 | 2,7 |
| • алюминия | 1,9 | 1,7 | 1,0 |

Указанные выше токоведущие части выбираются по следующему условию.

Выбор по допустимому току из условий нагрева в рабочих утяжеленных режимах

$$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (5.32)$$

где $I_{\text{раб.утяж}}$ — рабочий утяжеленный ток электроустановки, А; $I_{\text{доп}}$ — допустимый ток выбранного сечения с учетом поправки при расположении плоских шин плашмя (ПУЭ п. 1.3.23) или температуре охлаждающей среды, отличной от номинальной ($\theta_{\text{охл.ном}} = 25^\circ\text{C}$).

В последнем случае

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{дл.доп}} - \theta_{\text{охл}}}{\theta_{\text{дл.доп}} - \theta_{\text{охл.ном}}}}, \quad (5.33)$$

где $I_{\text{доп.ном}}$ — допустимый ток при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{охл.ном}} = 25^\circ\text{C}$; $\theta_{\text{дл.доп}} = 70^\circ\text{C}$ — допустимая температура нагрева (для шин); $\theta_{\text{охл}}$ — действующая температура охлаждающей среды.

Выбор по термической стойкости при к. з.

$$\theta_k \leq \theta_{\text{к.доп}}, \quad (5.33)$$

где θ_k — температура токоведущих частей при нагреве т. к.з.; $\theta_{\text{к.доп}}$ — допустимая температура нагрева шин при к. з.

Для определения θ_n обычно используют вспомогательную функцию A [14], характеризующую связь между выделившейся в проводнике энергией и его температурой (рис. 5.3). Между значениями функции A при начальной температуре до к. з. (A_n), при температуре в конце к. з. (A_k), тепловым импульсом т. к.з. B_k и площадью сечения проводника q существует зависимость:

$$A_k - A_n = B_k / q^2, \quad (5.34)$$

откуда

$$A_k = A_n + B_k / q^2. \quad (5.35)$$

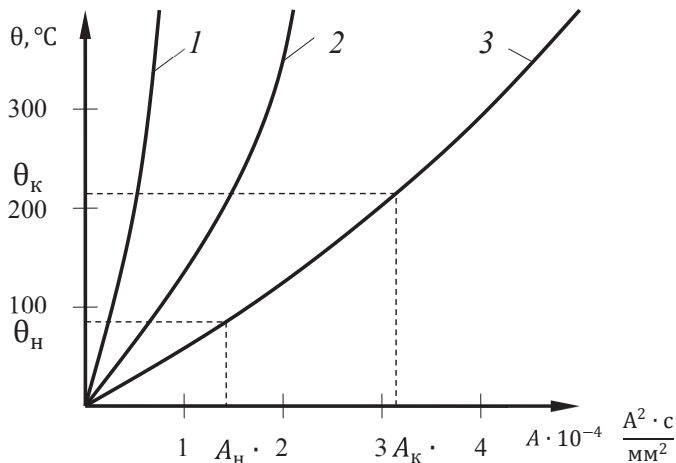


Рис. 5.3. Кривые для определения температуры нагрева токами к. з. проводников из стали (1), алюминия (2), меди (3)

По значению θ_n и кривым (рис. 5.3) определяется A_n , а по значению A_k согласно (5.35) и кривым (рис. 5.3) — температура в конце к. з. θ_k .

Часто термическая стойкость проводника определяется по минимальной площади его сечения

$$q_{\text{min.терм}} = \sqrt{\frac{B_{\text{к}}}{A_{\text{к.доп}} - A_{\text{н}}}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (5.36)$$

где $A_{\text{к.доп}}$ — величина, характеризующая состояние проводника в конце к. з. при температуре $\theta_{\text{к.доп}}$ и определяемая по кривым (рис. 5.3). Значение $A_{\text{н}}$ находим по тем же кривым при начальной допустимой температуре до к. з. $\theta_{\text{н.доп}} = 70^\circ\text{C}$. Значения $\theta_{\text{к.доп}}$ и коэффициента C приведены в табл. 5.5.

Таблица 5.5

Допустимая температура нагрева при к. з. и значения коэффициента C

| Проводник | $\theta_{\text{к.доп}}, ^\circ\text{C}$ | $C, \frac{\sqrt{A_c}}{\text{мм}^2}$ |
|---|---|-------------------------------------|
| Шины: | | |
| • медные; | 300 | 170 |
| • алюминиевые; | 200 | 90 |
| • стальные, не имеющие непосредственного соединения с аппаратами; | 400 | 65 |
| • стальные с непосредственным присоединением к аппаратам | 300 | 60 |
| Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение до 10 кВ и жилами: | | |
| • из меди; | 200 | 160 |
| • алюминия | 200 | 90 |
| Кабели и изолированные провода с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией и жилами: | | |
| • из меди; | 150 | 160 |
| • алюминия | 150 | 90 |
| Кабели и изолированные провода с полиэтиленовой изоляцией и жилами: | | |
| • из меди; | 120 | 160 |
| • алюминия | 120 | 90 |

Сечение принимается как

$$q = \max(q_{\text{эк}} + q_{\text{доп}} + q_{\text{min терм}}). \quad (5.37)$$

Проверка шин на динамическую стойкость сводится к механическому расчету шинной конструкции (рис. 5.4) при к. з. Электродинамические силы, возникающие при к. з., носят колебательный характер

и имеют периодические составляющие с частотой 50 и 100 Гц. Эти силы приводят шины и изоляторы, представляющие собой динамическую систему, в колебательное движение, при этом деформации элементов конструкции и соответствующие напряжения в материале зависят от собственной частоты колебаний элементов.

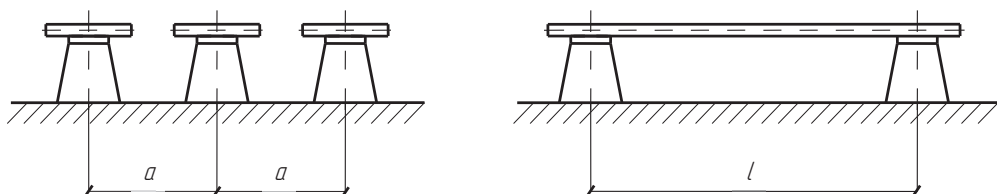


Рис. 5.4. Установка жестких шин 6–10 кВ

Особенно большие напряжения возникают в условиях резонанса, когда собственные частоты системы «шины — изоляторы» оказываются близкими к 50 и 100 Гц. В этом случае напряжения в материале шин и изоляторов могут в 2–3 раза превышать напряжения, рассчитанные по ударному току. Если собственные частоты системы меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает, и проверка шин на электродинамическую стойкость проводится в предположении, что шины и изоляторы являются статической системой с нагрузкой, равной максимальной электродинамической силе к. з.

Частота собственных колебаний для алюминиевых шин

$$\nu_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (5.38)$$

для медных шин

$$\nu_0 = \frac{125,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (5.39)$$

где l — пролет между изоляторами, м; J — момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴; q — площадь сечения шины, см².

Изменяя длину пролета и форму сечения шин, исключаем механический резонанс, т.е. $\nu_0 > 200$ Гц. Если этого добиться не удастся, то производится специальный расчет шин с учетом динамических усилий, возникающих при колебаниях шинной конструкции.

При расчетах шин как статической системы исходят из допущения, что шина каждой фазы является многопролетной балкой, свободно лежащей на жестких опорах с равномерно распределенной нагрузкой. Равномерно распределенной силой f создается изгибающий момент

$$M = \frac{f \cdot l^2}{\lambda}, \quad (5.40)$$

где f — сила, приходящаяся на единицу длины, Н/м; l — длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м; λ — коэффициент, учитывающий используемый тип шинной конструкции. Для одно- и двухпролетной шинных опор $\lambda = 8$. В случае трех и более пролетных опор следует использовать $\lambda = 10$ для крайних пролетов и $\lambda = 12$ для средних.

Максимальная сила, приходящаяся на единицу длины при трехфазном к. з. (Н/м), определяется по формуле:

$$f_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_{\text{расп}}, \quad (5.41)$$

где K_{ϕ} — коэффициент формы (для круглых проводников сплошного сечения, проводников кольцевого сечения, а также шин корытообразного сечения с высотой профиля 0,1 м и более следует принимать $K_{\phi} = 1,0$, для шин прямоугольного сечения значение коэффициента формы определяется по диаграмме (рис. 5.5)); $K_{\text{расп}}$ — коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников (рис. 5.6). Некоторые значения $K_{\text{расп}}$ приведены в табл. 5.6.

Таблица 5.6

Значения коэффициента $K_{\text{расп}}$

| Расположение шин | Расчетная фаза | Значения коэффициента $K_{\text{расп}}$ для результирующих нагрузок |
|---|----------------|---|
| В одной плоскости (рис. 5.6, а) | <i>B</i> | 1 |
| По вершинам равностороннего треугольника (рис. 5.6, б) | <i>A</i> | 1 |
| | <i>B</i> | 1 |
| | <i>C</i> | 1 |
| По вершинам прямоугольного равнобедренного треугольника (рис. 5.6, в) | <i>A</i> | 0,87 |
| | <i>B</i> | 0,95 |
| | <i>C</i> | 0,95 |
| По вершинам равностороннего треугольника, но оси изоляторов расположены под углом $2\pi/3$ друг к другу (рис. 5.6, г) | <i>A, B, C</i> | 1 |

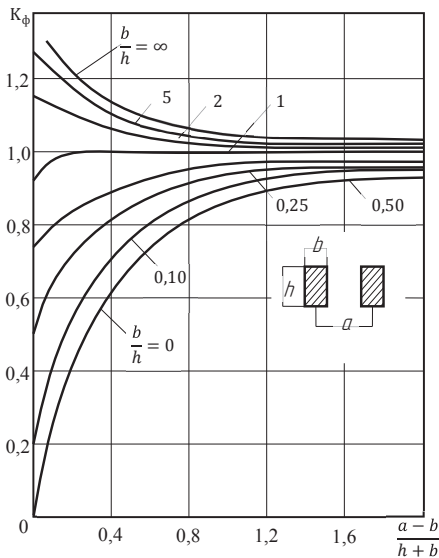


Рис. 5.5. Диаграмма для определения коэффициента формы проводников прямоугольного сечения

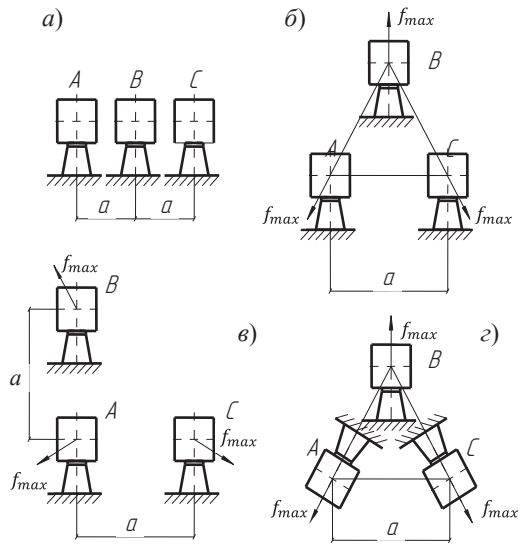


Рис. 5.6. Схемы взаимного расположения шинных конструкций

Напряжение (в МПа), возникающее в материале шин, определяется из выражения

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{f \cdot l^2}{\lambda \cdot W}, \quad (5.42)$$

где W — момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию силы, см^3 .

Моменты сопротивления и инерции шин различной конфигурации и способов установки приведены в табл. 5.7.

Шины механически прочны, если выполняется условие:

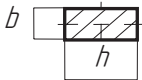
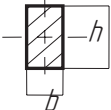
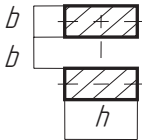
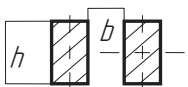
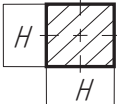
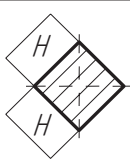
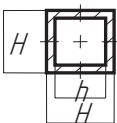

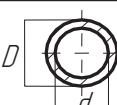
$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (5.43)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ — допустимое механическое напряжение шин (см. табл. 5.8).

Методика расчета двух- и трехполосных шин, а также шин коробчатого сечения подробно изложена в ГОСТ Р 52736—2007 [19].

Таблица 5.7

Моменты инерции и сопротивления шин

| Форма поперечно- го сечения и располо- жение | Момент инерции J , см ⁴ | Момент сопро- тивления W , см ³ |
|---|--|---|
|  | $J_y = \frac{b \cdot h^3}{12}$ | $W_y = \frac{b \cdot h^2}{6}$ |
|  | $J_y = \frac{h \cdot b^3}{12}$ | $W_y = \frac{h \cdot b^2}{6}$ |
|  | $J_y = \frac{b \cdot h^3}{6}$ | $W_y = \frac{b \cdot h^2}{3}$ |
|  | $J_y = \frac{h \cdot b^3}{6}$ | $W_y = \frac{h \cdot b^2}{3}$ |
|  | $J_y = \frac{H^4}{12}$ | $W_y = \frac{H^3}{6}$ |
|  | $J_y = \frac{H^4}{12}$ | $W_y = \frac{H^3}{6 \cdot \sqrt{2}}$ |
|  | $J_y = \frac{H^4 - h^4}{12}$ | $W_y = \frac{H^4 - h^4}{6H \cdot \sqrt{2}}$ |
|  | $J_y = \frac{\pi D^4}{64}$ | $W_y = \frac{\pi D^3}{32}$ |
|  | $J_y = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$ | $W_y = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$ |

Окончание табл. 5.7

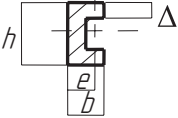
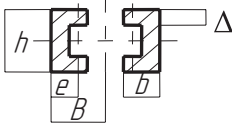
| Форма поперечно- го сечения и располо- жение | Момент инерции J , см ⁴ | Момент сопро- тивления W , см ³ |
|---|---|---|
|  | $J_y = \frac{h \cdot e^3 - (h - 2 \cdot \Delta)(e - \Delta)^3 + 2 \cdot \Delta \cdot (b - e)^3}{3},$ $e = \frac{b \cdot \Delta \cdot (b - \Delta)}{h \cdot b - (b - \Delta)(h - 2\Delta)} + \frac{\Delta}{2}$ | $W_y = \frac{J_y}{b - 2}$ |
|  | $J_{y0} = J_y$ | $W_{y0} = W_y$ |

Таблица 5.8

Допустимое механическое напряжение в материале шин

| Материал шины | Марка | Допустимое напряжение $\sigma_{\text{доп}}$, МПа | | Модуль упру- го- сти, $E_n \cdot 10^4$, МПа |
|----------------------|--------|---|----------------------------------|--|
| | | материала | в области сварного соединения | |
| Алюминий | АО, А | 82 | 82 | 7 |
| | АДО | 41–48 | 41–48 | 7 |
| Алюминиевый сплав | АД31Т | 89 | 84 | 7 |
| | АД31Т1 | 137 | 84 | 7 |
| | АВТ1 | 213 | 106 | 7 |
| | 1915Т | 247 | 223 | 7 |
| Медь | МГМ | 171,5–178 | — | 10 |
| | МП | 171,5–206 | — | 10 |

Согласно ПУЭ гибкие шины РУ 110 кВ и выше должны проверять-
ся на электродинамическое действие тока короткого замыкания при
мощности короткого замыкания равной или большей следующих зна-
чений, представленных ниже:

| | | | | |
|-----------------------|------|------|-------|-------|
| $U_{\text{ном}}$, кВ | 110 | 220 | 330 | 500 |
| $S_{\text{кз}}$ МВА | 4000 | 8000 | 12000 | 18000 |

При меньших величинах $S_{\text{кз}}$ проверка на схлестывание не выпол-
няется.

Проверка гибких токоведущих частей по условию коронирования

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (5.44)$$

где m — коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,02$); r_0 — радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_0}},$$

где U — линейное напряжение; D_{cp} — среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D,$$

где D — расстояние между соседними фазами.

Провода не будут коронировать, если выполняется условие

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0.$$

Если это условие не выполняется, то необходимо увеличить сечение провода. Следует иметь ввиду, что для РУ 110 кВ минимальное допустимое сечение проводов по условию короны соответствует проводу АС-70, для РУ 220 кВ — АС-240.

6. Собственные нужды подстанций

Мощность и состав потребителей питания собственных нужд ПС зависят от мощности и конструктивного выполнения ПС, способа обслуживания и вида оперативного тока.

В настоящее время большинство ПС эксплуатируются без обслуживающего персонала.

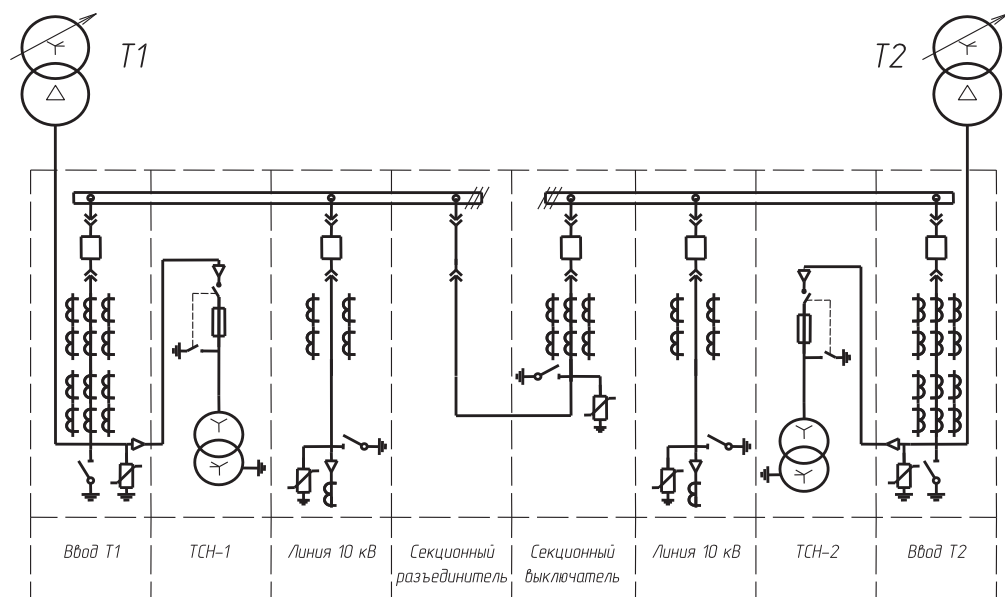


Рис. 6.1. Питание ТСН подстанции на переменном или выпрямленном оперативном токе

На выбор оперативного тока влияют класс напряжения РУ и состав оборудования ПС. Например, если приводы выбранных выключателей выпускаются только на постоянном оперативном токе, то на ПС необходимо устанавливать как минимум одну аккумуляторную батарею (АБ) с соответствующими стационарными зарядными устройствами.

ми (ЗУ). Постоянный оперативный ток должен применяться на всех ПС 35–750 кВ. Переменный ток должен применяться во всех возможных случаях: это ведет к упрощению и удешевлению электроустановок при обеспечении необходимой надежности их работы.

В соответствии с НТП на всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН). Для однитрансформаторных ПС (в том числе комплектных ПС заводского изготовления) питание второго ТСН обеспечивается от местных электрических сетей, а при их отсутствии второй трансформатор СН включается аналогично первому.

Допускается устанавливать один ТСН на двухтрансформаторных ПС 35–220 кВ только в начальный период их работы с одним трансформатором при условии применения постоянного оперативного тока. В таком случае второй ТСН должен быть смонтирован и включен в схему ПС при последующем развитии.

Схема подключения ТСН выбирается из условия надежного обеспечения ответственных потребителей. ТСН должен подключаться к разным источникам питания, например вводам разных трансформаторов, различным секциям РУ и др.

На стороне НН ТСН должны работать отдельно с АВР.

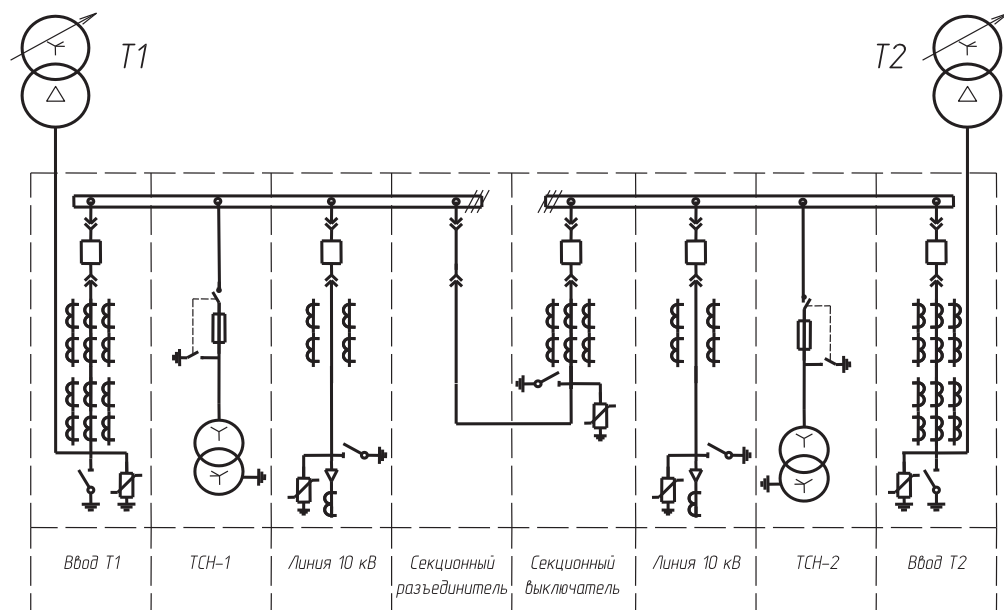


Рис. 6.2. Питание ТСН подстанции на постоянном оперативном токе

На ПС с постоянным оперативным током (в том числе при наличии ШУОТ) ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам распределительных устройств низшего напряжения 6–35 кВ (рис. 6.2), а при отсутствии таких РУ — к обмотке низшего напряжения основных трансформаторов (рис. 6.1). На ПС с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители на участке между вводами НН основного трансформатора и вводными выключателями НН. Такое включение обеспечивает возможность пуска ПС независимо от наличия напряжения в сети 6–10 кВ.

В случае питания оперативных цепей переменного тока или выпрямленного тока от трансформаторов напряжения, присоединенных к питающим воздушным ЛЭП, трансформаторы собственных нужд допускается присоединять к шинам низшего напряжения ПС.

6.1. Система оперативного постоянного тока

Система оперативного постоянного тока (СОПТ) должна обеспечивать рабочее и резервное питание следующих основных потребителей постоянного тока (ППТ):

- устройств релейной защиты и автоматики (РЗА);
- устройств управления и приводов высоковольтных выключателей;
- устройств сигнализации;
- устройств противоаварийной автоматики;
- устройств коммерческого учета электроэнергии;
- устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов РЗА (резерв);
- АСУ ТП и ТМ (резерв);
- приводов автоматических вводных и секционных выключателей щитов собственных нужд (ЩСН) напряжением 0,4 кВ.

Всех потребителей энергии, получающих питание от АБ, можно разделить на три группы.

1. Постоянно включенная нагрузка — аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током, а также постоянно включенная часть аварийного освеще-

щения. Постоянная нагрузка на АБ зависит от мощности постоянно включенных ламп сигнализации и аварийного освещения, а также от типов реле. Поскольку постоянные нагрузки невелики и не влияют на выбор батареи, в расчетах для крупных ПС 110–500 кВ можно ориентировочно принимать значение постоянно включенной нагрузки 25 А.

2. Временная нагрузка, появляющаяся при потере собственных нужд при работе в автономном режиме, а именно токи нагрузки аварийного освещения и электродвигателей постоянного тока. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (расчетная длительность составляет два часа (не менее) [1]).

Примерный состав точек установки светильников аварийного освещения, выполняемого с использованием ламп накаливания, и оценка их мощности приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Расчет аварийного освещения

| Место установки светильников | Количество светильников | Мощность единицы, Вт | Общая мощность, Вт | Ток при $U = 220$ В, А |
|------------------------------------|-------------------------|----------------------|--------------------|------------------------|
| ЗРУ 10 (6) кВ при двух выходах | 2 | 60 | 120 | 0,6 |
| ОПУ подстанции 110 (220)/6 (10) кВ | 2 | 60 | 120 | 0,6 |
| ОПУ подстанции 220/110/6 (10) кВ | 6 | 60 | 360 | 2,0 |
| Лестница 1 шт., 2 марша | 3 | 40 | 180 | 0,6 |
| Помещение аккумуляторной батареи | 2 | 60 | 120 | 0,6 |

3. Кратковременная нагрузка (длительностью не более 5 с) создается токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и РЗ, кратковременно обтекаемых током. Значения токов, потребляемых электромагнитами включения и отключения выключателей, принимаются по табл. 6.2.

Таблица 6.2

Технические характеристики электромагнитных приводов выключателей

| Тип выключателя | Тип привода | Потребляемый ток привода, А | |
|-----------------|-------------|-----------------------------|----------------|
| | | при включении | при отключении |
| ВМГ-10 | ПЭ-11 | 58 | 1,25 |
| ВМП-10 | ПЭ-11 | 58 | 1,25 |

Окончание табл. 6.2

| Тип выключателя | Тип привода | Потребляемый ток привода, А | |
|-----------------|--------------------|-----------------------------|----------------|
| | | при включении | при отключении |
| ВМП-10 К | ПЭ-11 | 58 | 1,25 |
| ВМП-10У | ПЭ-11У | 58 | 1,25 |
| ВМП-10Э | ПЭ-22 | 250 | 2,5 |
| ВЭМ-6 | ПЭ-22 | 250 | 2,5 |
| МГ-10 | ПС-31 | 155 | 2,5 |
| С-35–50 | ШПЭ-38 | 244 | 5 |
| МКП-35 | ШПЭ-31 | 124 | 5 |
| У-35 | ШПЭ-36 | 232 | 2,5 |
| ВМК-35 | ПЭ-31 Н | 166 | 5 |
| МКП-110 М | ШПЭ-33 | 244 | 5 |
| У-110–40 | ШПЭ-44 | 480 | 2,5 |
| У-110–50 | ШПЭ-46 (на полюс) | 450 | 10 |
| У-220–40 | ШПЭ-44П (на полюс) | 240 | 6 |

При потере собственных нужд ПС АБ должна обеспечить максимальные расчетные толчковые токи после гарантированного двухчасового разряда током нагрузки. Толчковый ток определяется как сумма тока нагрузки в автономном режиме и максимального тока кратковременной нагрузки (срабатывание одного или нескольких выключателей ПС).

На ПС 35 кВ и выше СОПТ может иметь централизованную (используется одна или две АБ для питания ППТ) и децентрализованную структуру (применяется две и более АБ для питания ППТ одного или нескольких присоединений, расположенных в помещениях релейных щитов, приближенных к первичному оборудованию). В соответствии с техническими требованиями к СОПТ [12] типовой состав каждого комплекта СОПТ содержит следующие компоненты:

- две АБ для ПС с высшим напряжением 220–750 кВ и ПС 110 кВ с более чем тремя выключателями в распределительном устройстве высшего напряжения; одна АБ — для ПС с высшим напряжением 35 кВ и остальных ПС 110 кВ;
- четыре стационарных ЗУ — по два на каждую АБ для ПС с высшим напряжением 220–750 кВ и ПС 110 кВ с более чем тремя выключателями в РУВН; два ЗУ на одну АБ — для ПС с высшим напряжением 35 кВ и остальных ПС 110 кВ;

- два ЩПТ для ПС с высшим напряжением 220–750 кВ и ПС 110 кВ с более чем тремя выключателями в РУВН; один ЩПТ – для ПС с ВН 35 кВ и остальных ПС 110 кВ.

Для каждой АБ должен быть предусмотрен отдельный ЩПТ с секционными разъединителями для перевода нагрузки с одной секции на другую. При установке двух АБ на ПС каждая из устанавливаемых должна выбираться с учетом суммарной нагрузки двух АБ.

6.2. Выбор аккумуляторной батареи

Аккумуляторные батареи в СОПТ работают в режиме постоянного подзаряда. При этом напряжение постоянного подзаряда одного элемента составляет для большинства аккумуляторов $U_{эл} = 2,23$ В.

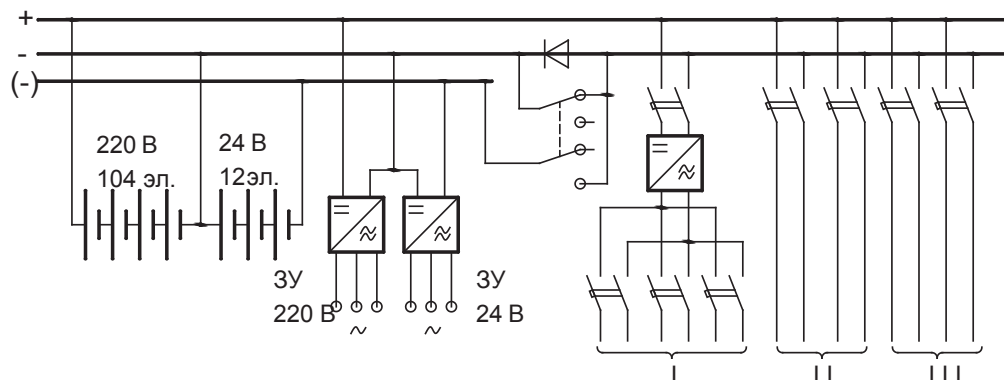


Рис. 6.3. Схема аккумуляторной установки ПС

В соответствии с ПТЭ напряжение постоянного тока на шинках, питающих устройства РЗА и ПА, цепи управления высоковольтных выключателей допускается поддерживать в пределах $220 \pm 5\%$, что составляет 231 В. Напряжение на шинах ЩПТ будет несколько выше указанного на 0,3–0,5 В и составит 231,3–231,5 В. Руководствуясь вышеизложенным, число элементов (аккумуляторов) в АБ может быть определено по следующему соотношению:

$$n_3 = \frac{231,5}{2,23} = 103,8 \approx 104.$$

На ПС 110 кВ и выше для питания основных шинок используется 104 элемента. При необходимости иметь более высокое напряжение, например для включения электромагнитных приводов выключателей, организуются дополнительные шинки. С этой целью выбирается дополнительное число аккумуляторов (рис. 6.3).

Выбор емкости аккумуляторов

При выборе емкости АБ должно быть обеспечено:

- напряжение не менее $0,8U_{\text{ном}}$ (176 В при $U_{\text{ном}} = 220$ В) на шинах СОПТ, питающих устройств РЗА и ПА, цепей управления силовых выключателей при любом толчковом токе в СОПТ;
- включение одного (или двух) высоковольтных выключателей с электромагнитными приводами после двухчасового аварийного разряда АБ током нагрузки;
- напряжение не менее $0,85U_{\text{ном}}$ на электромагните включения силового выключателя при его работе в любом режиме.

Величину емкости выбирают исходя из наибольшего толчкового тока и наибольшей отдаваемой емкости в ампер-часах.

Выбор АБ может опережать выбор схемы ПС и основного оборудования. Для этого необходимо определить величину падения напряжения в цепи толчкового тока на участке от АБ до потребителей в СОПТ (см. рис. 6.4, 6.5).

В общем виде падение напряжения от АБ до шинок, питающих устройства РЗА (\pm ЕС РЗА), или до шинок, питающих электромагниты включения масляных (маломасляных) выключателей, можно представить в следующем виде.

При кратковременном толчковом токе

$$\Delta U_1 = (I_{\text{т.откл}} + I_{\text{нагр}})(R_{\text{ош}} + R_{\text{кб1}} + R_{\text{к1}}) + \frac{I_{\text{нагр}}}{2}(R_{\text{кб2}} + R_{\text{к2}}), \quad (6.1)$$

где $I_{\text{т.откл}}$ — толчковый ток при отключении, А; $I_{\text{нагр}}$ — ток нагрузки, А; $R_{\text{ош}}$ — сопротивление ошиновки АБ, Ом; $R_{\text{кб1}}$ — сопротивление кабеля от АБ до шинок \pm ЕС ЩПТ (главные шинки на щите постоянного тока) или до шинок \pm ЕУ ЗРУ (ОПУ), Ом; $R_{\text{к1}}, R_{\text{к2}}$ — суммарные сопротивления катушек и контактов автоматических выключателей, рубильников и болтовых соединений, Ом.

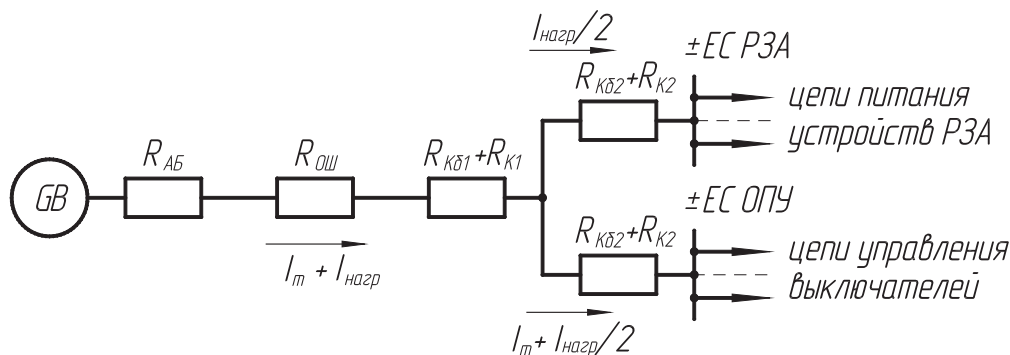


Рис. 6.4. Схема распределения токов при отключении группы выключателей

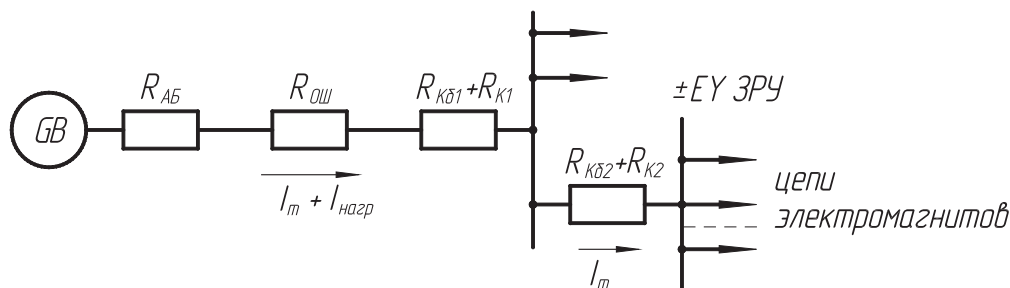


Рис. 6.5. Схема распределения токов при включении масляных (маломасляных) выключателей с электромагнитными приводами

При длительном разряде с последующим толчковым током

$$\Delta U_2 = (I_{\text{т.вкл}} + I_{\text{нагр}})(R_{\text{ош}} + R_{\text{кδ1}} + R_{\text{к1}}) + I_{\text{т.вкл}}(R_{\text{кδ2}} + R_{\text{к2}}), \quad (6.2)$$

где $I_{\text{т.вкл}}$ — толчковый ток при включении, А.

Минимальная допустимая величина конечного напряжения на АБ определяется по формулам:

- при кратковременном толчковом токе:

$$U_{\text{АБ.мин}} \geq 0,8 \cdot U_{\text{ном}} + \Delta U_1; \quad (6.3)$$

- при толчковом токе после длительного разряда:

$$U_{\text{АБ.мин}} \geq 0,8 \cdot U_{\text{ном}} + \Delta U_2. \quad (6.4)$$

Минимально допустимая величина напряжения на одном элементе батареи будет равна

$$U_{\text{э.мин}} = U_{\text{АБ.мин}} / n. \quad (6.5)$$

Порядок расчета

Выбор емкости АБ выполняется для следующих случаев.

1. Когда толчковый ток при одновременном отключении группы выключателей значительно (более чем на 30 %) превышает ток при включении выключателей (одного или двух) при действии АВР в конце двухчасового аварийного разряда АБ током нагрузки.

2. Когда $I_{\text{т.откл}} \ll 1,3 \cdot I_{\text{т.вкл}}$ (меньше, чем на 30 %).

Выбор АБ для случая, когда $I_{\text{т.откл}} \gg 1,3 \cdot I_{\text{т.вкл}}$

1. Определяется полный толчковый ток:

$$I_{\text{т.откл}} = n_{\text{в}} \cdot I_{\text{откл.в}} + I_{\text{нагр}},$$

где $n_{\text{в}}$ — число одновременно отключаемых выключателей; $I_{\text{откл.в}}$ — ток отключения привода одного силового выключателя; $I_{\text{нагр}}$ — ток постоянной нагрузки в режиме аварийного разряда АБ.

2. Определяется падение напряжения в СОПТ ΔU_1 по выражению (6.1) с учетом схемы на рис. 6.4. Сопротивления в цепи толчкового тока определяются по выражению:

$$R = \frac{\rho l}{q},$$

где ρ — удельное сопротивление материала ошиновки (кабеля); l — длина ошиновки (кабеля с учетом прямого и обратного провода); q — сечение проводника.

3. Вычисляется минимально допустимое напряжение на АБ по формуле (6.3).

4. Минимально допустимое напряжение на одном элементе вычисляется по выражению (6.5).

5. Емкость АБ определяется по таблицам разрядных характеристик (см. прил. 5) для минимального напряжения $U_{\text{АБ.мин}}$ в течение минимального времени (большинство фирм показывает характеристики для минимального времени 30 с или 1 мин).

Выбор АБ для случая, когда $I_{\text{т.откл}} \ll 1,3 \cdot I_{\text{т.вкл}}$

1. Определяется полный толчковый ток:

$$I_{\text{т.вкл}} = n_{\text{в}} \cdot I_{\text{вкл.в}} + I_{\text{нагр}},$$

где n_v — число одновременно отключаемых выключателей; $I_{\text{вкл.в}}$ — ток включения привода одного силового выключателя; $I_{\text{нагр}}$ — ток постоянной нагрузки в режиме аварийного разряда АБ.

2. Определяется расход емкости:

- при двухчасовом разряде (120 мин) током нагрузки $I_{\text{нагр}}$ по следующему выражению:

$$C_1 = \frac{I_{\text{нагр}} \cdot 120}{60};$$

- при однократном токе разряда (1/60 мин) в момент включения выключателей по следующему выражению:

$$C_2 = \frac{I_{\text{т.вкл}} \cdot 1}{60 \cdot 60};$$

- полная отдаваемая емкость АБ определяется по выражению:

$$C = (C_1 + C_2) \cdot k,$$

где $k = 1,25$ — повышающий коэффициент, введенный для увеличения расчетной емкости АБ с целью обеспечения отдаваемой мощности АБ в конце срока службы ($80\% C_{\text{АБ}}$, $k = 1 / 0,8 = 1,25$).

3. Определяется приведенное время разряда батареи по формуле:

$$t_{\text{прив}} = \frac{C}{I_{\text{т.вкл}}}.$$

4. Определяется падение напряжения в СОПТ ΔU_2 по выражению (6.2) с учетом схемы на рис. 6.5. Сопротивления в цепи толчкового тока определяются по выражению

$$R = \frac{\rho l}{q},$$

где ρ — удельное сопротивление материала ошиновки (кабеля); l — длина ошиновки (кабеля с учетом прямого и обратного провода); q — сечение проводника.

5. Вычисляется минимально допустимое напряжение на АБ по формуле (6.4).

6. Минимально допустимое напряжение на одном элементе вычисляется по выражению (6.5).

7. Емкость АБ определяется по таблицам разрядных характеристик (см. прил. 5) для конечного напряжения $U_{\text{АБ.мин}}$ времени $t_{\text{прив}}$ и разрядного тока $I_{\text{т.вкл}}$.

6.3. Классификация электроприемников собственных нужд

Электроприемники системы СН делят на категории по степени ответственности и допустимым перерывам электропитания (сводный список электроприемников представлен в табл. 6.3).

Таблица 6.3

Классификация приемников СН по ответственности и длительности

| Наименование приемника СН | Характеристика приемников СН | | Примерная мощность, кВт | |
|--|------------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------|
| | по ответственности | по длительности включения | одного приемника | на всю ПС |
| 1. Оперативные цепи переменного тока | А-1 | Б-1 | — | 1–2 |
| 2. Электродвигатели систем охлаждения трансформаторов | А-1 | Б-1 | 1 | 2,5–100 |
| 3. Электродвигатели компрессоров (при воздушных выключателях) | А-2 | Б-2 | 14–42 | 14–42 |
| 4. Панель полупроводникового зарядно-подзарядного устройства АКБ типа ВАЗП-380/260–40/80 | А-2 | Б-2 | 15 | 15 |
| 5. Освещение | А-2 | Б-2 | — | 2–10 |
| 6. Электропитание помещений | А-2 | Б-2 | — | 10–100 |
| 7. Электроподогрев высоковольтной коммутационной аппаратуры и шкафов | А-2 | Б-2 | 0,5 | 1–40 |
| 8. Вентиляция и технологическая нагрузка вспомогательного здания ПС | А-3 | Б-2 | — | 2–10 |
| 9. Прочие нагрузки ОПУ (мастерские) | А-3 | Б-2 | — | до 3 |
| 10. Связь и телемеханика | А-1 | Б-1 | — | 1,5–12 |
| 11. Электродвигатели механизмов смазки СК | А-1 | Б-1 | — | — |
| 12. Насосы технического водоснабжения | А-1 | Б-1 | — | — |
| 13. Электродвигатели насосов пожаротушения | А-1 | Б-3 | — | — |
| 14. Маслоочистительная установка | А-3 | Б-3 | — | до 40 |
| 15. Подъемные устройства | А-3 | Б-3 | — | до 8 |

А. По ответственности

А-1. Приемники, отключение которых приводит к нарушению нормального режима эксплуатации, к частичному либо полному отключению или к авариям с повреждением основного оборудования.

Для приемников этой группы необходимо предусмотреть питание от разных секций щита собственных нужд (380/220 В) с автоматическим включением резерва.

А-2. Приемники, отключение которых допустимо на 20—40 мин для подстанций с обслуживающим персоналом или до его приезда, если дежурного на подстанции нет. Восстановление питания у приемников этой группы осуществляется вручную.

А-3. Приемники, отключение которых допустимо на более длительное время.

Б. По длительности включения

Б-1. Приемники, постоянно включенные в сеть, в том числе цепи управления и релейной защиты.

Б-2. Приемники, включаемые периодически, например в зависимости от t °С наружного воздуха, т. е. имеющие технологические перемены в работе.

Б-3. Приемники, включаемые во время ремонта.

Электропитание сторонних потребителей от сети собственных нужд ПС не осуществляется, за исключением электропитания устройств волоконно-оптических и беспроводных сетей связи, использующих инфраструктуру электроэнергетики.

Энергоснабжение телекоммуникационного оборудования производится от вторичных сборок 0,4 кВ при мощности присоединения одного потребителя не более 10 кВт. Для электропитания устройств связи по I и II категории надежности электропитание осуществляется от двух независимых шин.

Кабельные присоединения электропитания устройств связи не должны выходить за пределы контура заземления подстанции.

6.4. Схема питания электроприемников собственных нужд

Для обеспечения питания собственных нужд подстанции напряжением 110 кВ и 220 кВ с числом присоединений на стороне ВН не более 4 принимается одинарная, секционированная выключателем система

сборных шин (рис. 6.6). Трансформаторы СН 10 (6)/0,4 кВ присоединяются к каждой секции 0,4 кВ через автоматические выключатели (АВ). На секционном выключателе (СВ) 0,4 кВ должно быть предусмотрено автоматическое включение резерва (АВР). Питание секций СН 0,4 кВ осуществляется от силовых трансформаторов через АВ. Отходящие линии 0,4 кВ защищаются предохранителями или АВ.

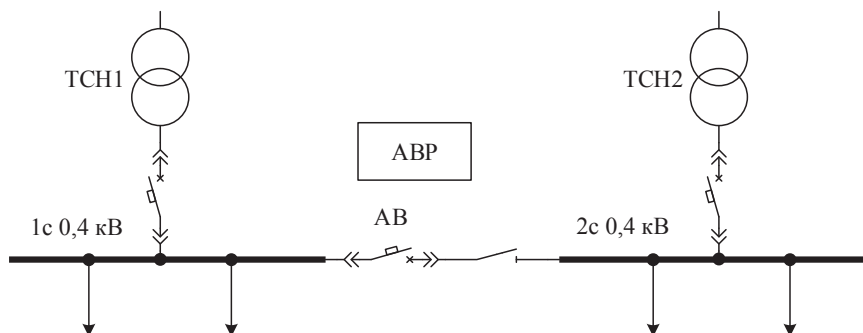


Рис. 6.6. Схема с одной секционированной рабочей системой шин

Для обеспечения питания СН подстанции напряжением 110–220 кВ, с числом присоединений на стороне ВН от 4 принимаются две системы рабочих шин (рис. 6.7). В нормальном режиме работы два рабочих ТЧН подключены к разным шинам через вводные АВ1, АВ4. Шины работают раздельно для ограничения т. к.з. в системе СН. Вторая группа АВ (АВ2, АВ3) в нормальном режиме отключена. При отключении ТЧН1 включается автоматический выключатель АВ3. При отключении ТЧН2 — АВ2.

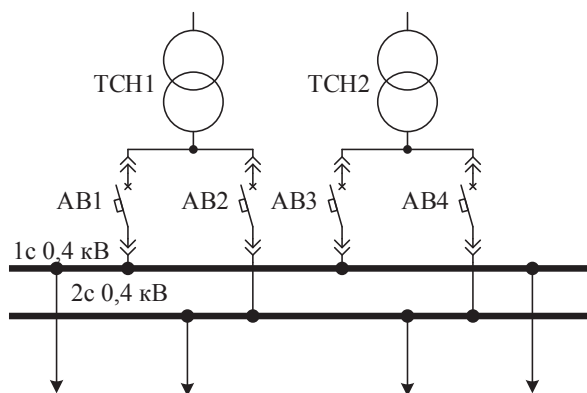


Рис. 6.7. Схема с двумя рабочими системами шин

На ПС напряжением 330 кВ и выше предусматривают установку резервного трансформатора собственных нужд (РТСН) (рис. 6.8) или дизель-генератора (ДГ) (рис. 6.9). Схема соединения обмоток РТСН выбирается с учетом необходимости обеспечения синфазности цепей рабочего и резервного питания. РТСН или дизель-генератор подключается к каждой рабочей секции через отдельный АВ (рис. 6.8, 6.9).

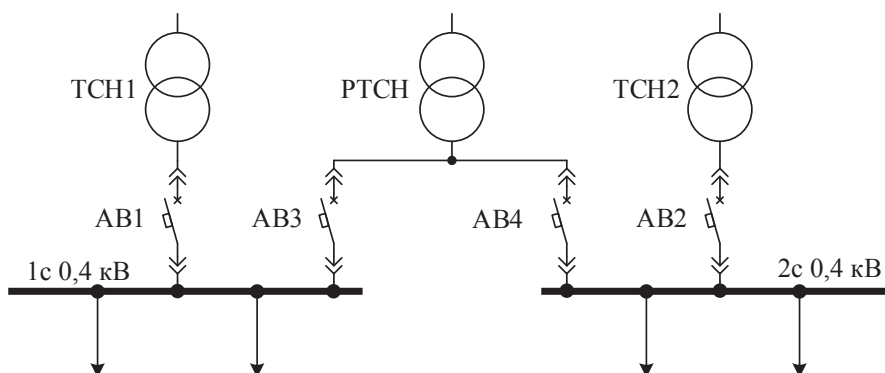


Рис. 6.8. Схема с одной рабочей системой шин и резервным трансформатором

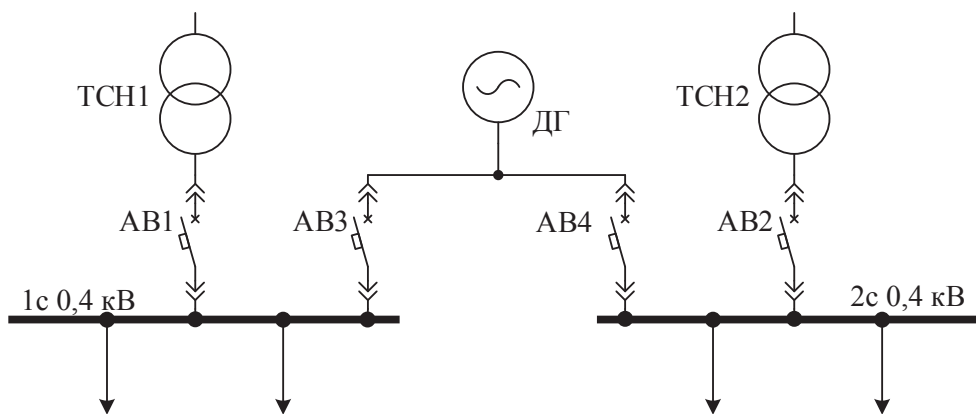


Рис. 6.9. Схема с одной рабочей системой шин и дизель-генератором

На ПС напряжением 330 кВ и выше с числом присоединений на стороне ВН от 6 до 8, а также при наличии большой суммарной мощности потребителей СН применяют схему с двумя рабочими системами шин с РТСН (рис. 6.10) или с ДГ вместо РТСН (рис. 6.11).

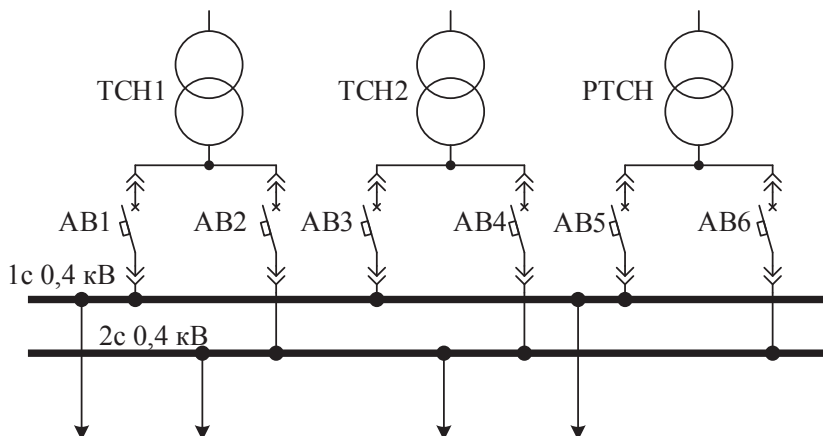


Рис. 6.10. Схема с двумя рабочими системами шин и резервным трансформатором

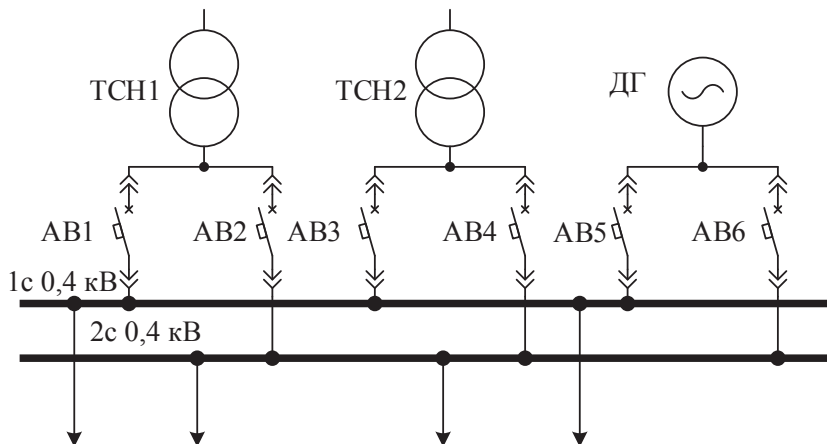


Рис. 6.11. Схема с двумя рабочими системами шин и дизель-генератором

Для ответственных электроприемников (системы дымоудаления и пожаротушения) предусматривают третий, аварийный, источник питания, например аварийный ДГ. Один из вариантов его подключения показан на рис. 6.12, где он резервирует питание ответственных электроприемников. При этом мощность ДГ может быть ограничена суммарной мощностью ответственных электроприемников. Рабочие ТСН в этом случае выбираются по условию неявного резервирования. Схема с двумя рабочими системами шин и ДГ, подключенным к выделенной сборке резервного питания, рекомендуется для подстанций 110–220 кВ.

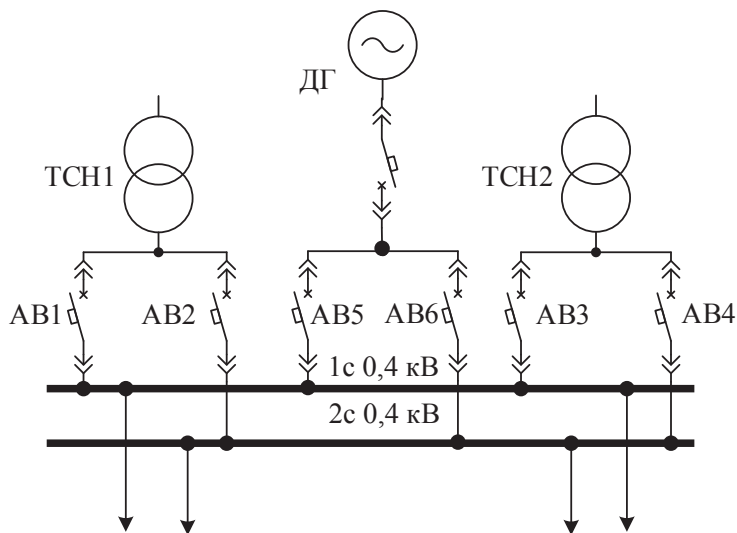


Рис. 6.12. Схема с двумя рабочими системами шин и выделенной сборкой резервного питания ответственных электроприемников с ДГ

На подстанции с большой суммарной мощностью собственных нужд, где двух ТСН мощностью до 1000 кВА включительно недостаточно, увеличивают количество ЩСН. В этом случае по возможности подключают ЩСН к разным источникам. Если ЩСН подключены к разным источникам, то могут использоваться линии взаиморезервирования между ЩСН.

6.5. Выбор трансформаторов собственных нужд подстанций

Мощность трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности. Следует отметить, что от сети собственных нужд ПС питание сторонних потребителей не допускается. Мощность каждого трансформатора собственных нужд с НН 0,4 кВ должна быть не более 630 кВА для ПС 110–220 кВ и не более 1000 кВА для ПС 330 кВ и выше.

Трансформаторы собственных нужд для шкафов КРУ имеют общепромышленное исполнение. В шкафах КРУ размещают трансфор-

маторы мощностью до 63 кВА. Трансформаторы большей мощности устанавливают вне КРУ, при этом аппараты, предназначенные для их защиты, а также предохранители (для трансформаторов мощностью до 400 кВА) или выключатели (для более мощных трансформаторов) устанавливают в шкафах КРУ.

В последнее время все большее применение в КРУ находят сухие трансформаторы мощностью 25 и 40 кВА. Эти трансформаторы обычно устанавливают на выдвижных элементах.

Определение суммарной расчетной мощности приемников СН производится с учетом коэффициента спроса k_c . Последний учитывает использование установленной мощности и одновременность их работы. На основании практики проектирования рекомендуются следующие значения k_c :

Освещение ОРУ:

при одном ОРУ на ПС 0,5

при нескольких ОРУ на ПС 0,35

Освещение помещений (ОПУ, ЗРУ) 0,6–0,7

Охлаждение трансформаторов 0,8–0,85

Нагрузка с повторно-кратковременным режимом (компрессорная) 0,4

Панель полупроводникового зарядно-подзарядного устройства 0,12

Вспомогательное оборудование синхронных компенсаторов 0,6

Электроотопление и электроподогрев оборудования 1,0

Электроподогрев выключателей и электроотопление 1

Зарядно-подзарядные устройства 0,12

Мощность трансформаторов СН определяется по суммарной мощности приемников в зимний и летний периоды работы (6.6, 6.7):

$$\Sigma S_{\text{зим}} = \sqrt{(\Sigma P_{\text{зим}})^2 + (\Sigma Q_{\text{зим}})^2}; \quad (6.6)$$

$$\Sigma S_{\text{лет}} = \sqrt{(\Sigma P_{\text{лет}})^2 + (\Sigma Q_{\text{лет}})^2}, \quad (6.7)$$

где ΣS — суммарная полная мощность нагрузки, кВА; ΣP — суммарная активная мощность нагрузки, кВт; ΣQ — суммарная реактивная мощность нагрузки, кВАр.

На ПС без дежурного персонала принимается, что максимальная расчетная мощность приемников определяется по зимнему периоду, $S_{\text{расч}} = S_{\text{зим}}$.

Для подсчета нагрузки используются данные, приведенные в табл. 6.4.

Таблица 6.4

Расчет нагрузки

| Наименование нагрузок | Установленная мощность | | | $\cos \varphi$ | Расчетная нагрузка на трансформатор, кВт, кВАр | | | | | |
|--|------------------------|------------|---------------------|----------------|--|-----------|-----------|-------|-----------|-----------|
| | Мощность, кВт | Количество | Общая мощность, кВт | | Летом | | | Зимой | | |
| | | | | | k_c | $P_{лет}$ | $Q_{лет}$ | k_c | $P_{зим}$ | $Q_{зим}$ |
| Освещение ОРУ (110 кВ) | — | — | 11,2 | 1,0 | 0,5 | 5,6 | 0,0 | 0,5 | 5,6 | 0,0 |
| Освещение ЗРУ с ОПУ | — | — | 1,5 | 1,0 | 0,7 | 1,1 | 0,0 | 0,7 | 1,1 | 0,0 |
| Электроотопление ЗРУ с ОПУ | — | — | 27,0 | 1,0 | — | — | — | 1,0 | 27,0 | 0,0 |
| Электроподогрев приводов силовых выключателей | 0,6 | 4,0 | 2,4 | 1,0 | — | — | — | 1,0 | 2,4 | 0,0 |
| Электроподогрев шкафов наружной установки | 0,6 | 4,0 | 2,4 | 1,0 | — | — | — | 1,0 | 2,4 | 0,0 |
| Охлаждение трансформаторов | 2,0 | 2,0 | 4,0 | 0,9 | 0,9 | 3,4 | 2,1 | 0,9 | 3,4 | 2,1 |
| Аппаратура связи и телемеханики | — | — | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 |
| Постоянно включенные лампы и измерительные приборы | — | — | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 |
| ИТОГО: | — | — | — | — | — | 12,1 | 2,1 | — | 43,9 | 2,1 |

Мощность трансформаторов при неярном резерве выбирается исходя из неравенства:

$$S_{ТЧН} \geq S_{расч}, \quad (6.8)$$

где $S_{ТЧН}$ — мощность трансформаторов, кВА; $S_{расч}$ — полная расчетная мощность нагрузки, кВА.

В ремонтных условиях с учетом допустимой перегрузки на 15 % ($k_n = 1,15$ о.е.) для сухих и масляных герметичных трансформаторов

и на 40 % ($k_{\pi} = 1,40$ о. е.) для маслонаполненных трансформаторов марки ТМ:

$$S_{\text{ТСН}} \geq \frac{S_{\text{расч}} + S_{\text{рем}}}{k_{\pi}}, \quad (6.9)$$

где k_{π} — коэффициент допустимой перегрузки, о. е.; $S_{\text{рем}}$ — суммарная ремонтная нагрузка электроприемников, например такая, как:

| | | |
|---------------------------|--------------------|------|
| Аварийная вентиляция | $2 \cdot 0,18$ кВт | 0,36 |
| Прочая ремонтная нагрузка | $1 \cdot 25,0$ кВт | 25,0 |

Расчетная мощность ТСН в ремонтных режимах:

$$S_{\text{ТСН}} \geq \frac{S_{\text{расч}} + S_{\text{рем}}}{k_{\pi}} = \frac{\sqrt{(\sum P_{\text{зим}})^2 + (\sum Q_{\text{зим}})^2} + S_{\text{рем}}}{1,15} =$$

$$= \frac{\sqrt{43,9^2 + 2,1^2} + 25,36}{1,15} = 60,3 \text{ кВА.}$$

Принимаются два трансформатора по 63 кВА.

В соответствии с НТП ПС единичная мощность ТСН с НН 0,4 кВ не должна превышать 630 кВА для ПС 110–220 кВ и 1000 кВА для ПС 330 кВ и выше.

6.6. Система заземления

На подстанциях с напряжением 110 кВ и выше в системе СН применяется система заземления TN-C-S (рис. 6.15). Питание цепей силовых электроприемников организуется по системе заземления TN-C (рис. 6.13), а питание шкафов с электронным слаботочным оборудованием осуществляется по системе TN-S (рис. 6.14).

В системе TN-C нулевой рабочий и нулевой защитный проводники объединены по всей сети. В системе TN-C-S функции нулевого рабочего и нулевого защитного проводников объединены в одном проводнике в части сети. Открытые проводящие части электроустановки присоединяются к точке заземления посредством нулевых защитных проводников. Если в системе TN-C-S, начиная с какой-либо точки установки, нулевой рабочий и нулевой защитный проводники разделены, объединять эти проводники за этой точкой по ходу энергии запрещается.

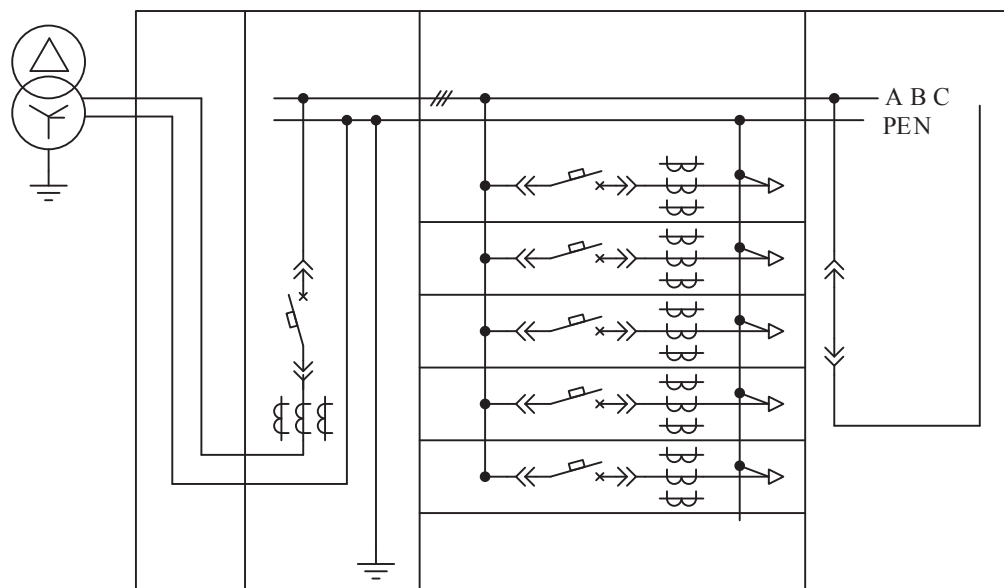


Рис. 6.13. Система заземления TN-C

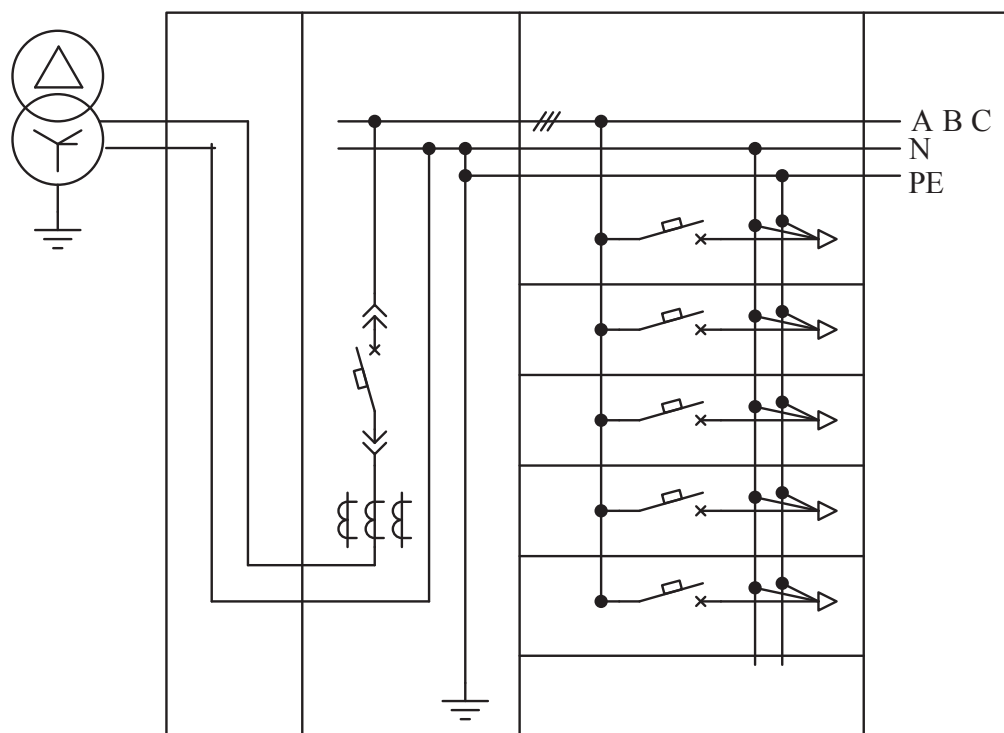


Рис. 6.14. Система заземления TN-S

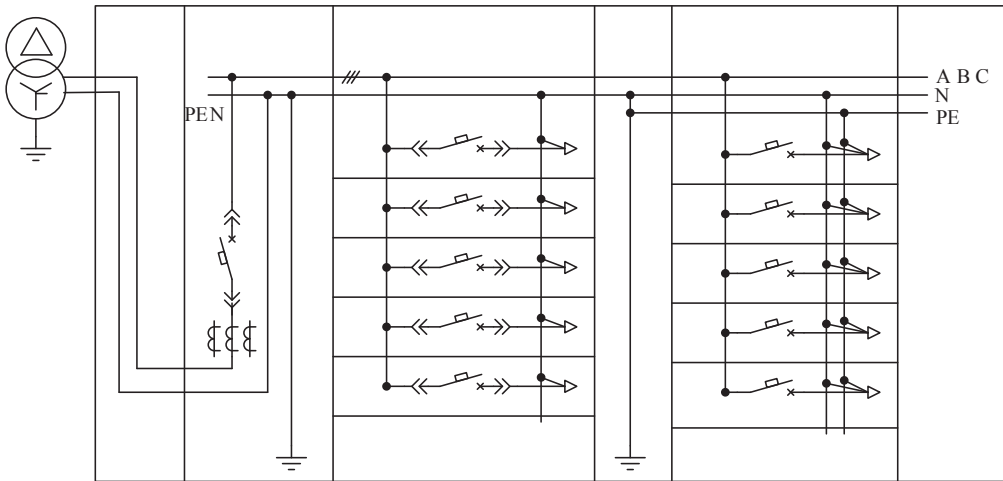


Рис. 6.15. Система заземления TN-C-S

В месте разделения необходимо предусмотреть отдельные зажимы или шины нулевого рабочего и защитного проводников. PEN-проводник должен подключаться к зажиму, предназначенному для защитного проводника.

В качестве защитных проводников используются: жилы многожильных кабелей; изолированные или неизолированные провода в общей оболочке с фазными проводами; стационарно проложенные неизолированные или изолированные проводники.

7. Конструктивное исполнение распределительных устройств

Конструктивное исполнение распределительных устройств характеризует порядок организации выбранной схемы РУ с учетом размещения основных и вспомогательных узлов и аппаратов с соединением их токоведущими частями внутри помещений или на открытом воздухе.

Электрические станции и понижающие подстанции обычно имеют несколько распределительных устройств различных классов напряжений. Согласно НТП ПС [1] площадка для размещения РУ должна располагаться:

- на территории ПС;
- вблизи генерирующих источников электростанций;
- вблизи автомобильных дорог, обеспечивающих возможное передвижение трейлеров необходимой грузоподъемности для транспортировки силового оборудования;
- вблизи железнодорожных станций или подъездных железнодорожных путей, обеспечивающих возможность разгрузки тяжелого оборудования, строительных конструкций и материалов, а также примыкание к ним подъездных путей РУ;
- вблизи населенных пунктов, в которых возможно размещение жилых домов для эксплуатационного персонала РУ, при этом должны соблюдаться минимально допустимые расстояния по условиям шума от силового оборудования согласно санитарным нормам;
- вблизи существующих инженерных сетей (водопровода, канализации, тепло- и газоснабжения, связи), а также проектируемых сетей при условии их опережающего ввода.

7.1. Требования к распределительным устройствам

РУ должны удовлетворять определенным требованиям, наиболее значимыми из которых являются:

- надежность работы;
- удобство и безопасность эксплуатации и обслуживания;
- ремонтпригодность;
- пожарная безопасность;
- экономичность эксплуатации.

Надежность электроустановок достигается/определяется рационально выбранным вариантом схемы распределительного устройства, минимизацией пересечений токоведущих частей и комплектностью конструктивных решений. Следует отметить, что надежность РУ во многом зависит от качества выполнения строительных и монтажных работ.

Удобство и безопасность достигаются соблюдением минимальных допустимых расстояний, организацией мест и площадок для осмотра и обслуживания узлов и аппаратов, строительством проходов и проездов на территории распределительных устройств. Неизолированные токоведущие части должны быть установлены на высоте, недоступной для обслуживающего персонала, или ограждены, что исключает попадание персонала под напряжение по неосторожности.

Подъездные пути на территории открытых РУ должны быть разработаны с учетом габаритов транспортных средств и перевозимого оборудования, строительной и монтажной техники с учетом маневренности данной техники и возможности подъемных и передвижных механизмов.

Проходы и коридоры закрытых РУ должны быть разработаны с учетом устанавливаемого оборудования узлов и аппаратов, возможности их беспрепятственной транспортировки к месту установки.

Ремонтпригодность в большей степени определяется компоновкой РУ. На территории РУ должна быть предусмотрена возможность вывода в ремонт оборудования, присоединений и других внутренних элементов узлов и аппаратов без отключения исправных присоединений, без снижения показателей их надежности. Компоновка должна быть разработана с учетом выхода из строя любого узла и должна предполагать быструю его замену без демонтажа исправных элемен-

тов. На территории РУ должны быть предусмотрены площадки для ремонта электрооборудования.

В РУ должны соблюдаться условия пожарной безопасности. На территории электростанций и ПС устанавливаются силовые трансформаторы, управляемые шунтирующие реакторы (УШР) и другое маслонаполненное оборудование, для обслуживания которого должны быть организованы централизованные масляные хозяйства. Между открыто установленными трансформаторами напряжением 110 кВ и выше, единичной мощностью 63 МВ·А и более должны предусматриваться разделительные перегородки при расстояниях:

- менее 15 м между трансформаторами (реакторами), а также между ними и трансформаторами любой мощности, включая регулировочные и собственных нужд;
- менее 25 м между трансформаторами, установленными вдоль наружных стен зданий электростанции на расстоянии от стен менее 40 м.

К подстанциям нового поколения предъявляются следующие технические требования:

- компактность, комплектность и высокая степень заводской готовности;
- отсутствие обслуживающего персонала, дистанционное управление;
- надежность при работе в различных климатических зонах благодаря применению электрооборудования современного технического уровня и другим мероприятиям;
- применение электрооборудования, предназначенного для работы в экстремальных климатических условиях с учетом предельных температур (в частности, заполнения выключателей смесью, например элегаз-тетрафторметан, которая обеспечивает возможность работы при температурах до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- комплексная автоматизация, обеспечивающая создание интегрированной АСУ технологическими процессами с подсистемами релейной защиты и автоматики, коммерческого учета электроэнергии, мониторинга состояния оборудования, диагностики и управления оборудованием;
- обеспеченность резервируемыми каналами связи для передачи сигналов управления и состояния электрооборудования на диспетчерский щит или монитор, в том числе диспетчерскими голосовыми каналами;

- удобство проведения осмотра, технического обслуживания и ремонта;
- безопасность эксплуатации, технического обслуживания и ремонта.

7.2. Классификация распределительных устройств

Распределительные устройства делятся на следующие категории:

- по напряжению: до 1000 и выше 1000 В;
- по месту расположения основного оборудования — открытые (ОРУ), в которых электрооборудование находится на открытом воздухе, и закрытые распределительные устройства (ЗРУ), в которых все оборудование находится внутри здания;
- по типу компоновки — комплектные распределительные устройства (КРУ) и сборные.

В РУ напряжением до 1000 В провода, шины, аппараты, приборы и конструкции выбирают как по нормальным условиям работы (напряжению, току, классу точности), так и при термических и динамических воздействиях т. к. з. или предельно допустимых значениях отключаемой мощности. Необходимо, чтобы вибрация, появляющаяся во время работы аппаратов, а также сотрясения от внешних воздействий не влияли на работу распределительных устройств, не нарушали контактных соединений и не вызывали разрегулировки аппаратов и приборов. Неподвижно установленные фазы аппаратов следует монтировать на расстоянии не менее 20 мм по поверхности изоляции и 12 мм по воздуху от неизолированных токоведущих частей разных фаз, а также от неизолированных нетокведущих металлических частей. Не допускается применение гигроскопических изоляционных материалов, таких как асбестоцемент, картон, мрамор и другие, в открытых установках и в устройствах, устанавливаемых в сырых и особенно сырых помещениях.

В распределительных устройствах напряжением выше 1000 В расстояния между электрооборудованием, аппаратами, токоведущими частями, изоляторами, ограждениями, конструкциями и т. п. устанавливаются таким образом, чтобы при нормальном режиме работы электроустановки возникающие физические явления (усилия, нагрев,

электрическая дуга, искрение, выброс газов и др.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания.

Закрытыми выполняются распределительные устройства любых классов напряжения — от 0,4 кВ до 500 кВ (750—1150 кВ).

Конструкция ЗРУ определяется величиной напряжения и особенностями используемых коммутационных и других электрических аппаратов.

Для РУ до 1000 В, в которых в качестве коммутационных аппаратов применяют рубильники, плавкие вставки, контакторы, наибольшее распространение получило выполнение РУ в виде распределительных щитов простейшей конструкции.

Для РУ напряжением 3—20 (35) кВ, в которых в качестве отключающих аппаратов используются силовые выключатели, выключатели нагрузки, плавкие предохранители, разъединители, наилучшей конструкцией является выполнение РУ из отдельных камер (ячеек) или шкафов с воздушной или элегазовой изоляцией.

Современные ЗРУ высоких, сверхвысоких и ультравысоких классов напряжения (выше 110 кВ) выполняются в виде комплектных герметичных ячеек с элегазовой изоляцией.

На рис. 7.1, 7.2 представлены два типа конструктивного выполнения РУ высшего напряжения подстанции 110 кВ.

ЗРУ обладают следующими преимуществами: удобство обслуживания при низких температурах и неблагоприятных погодных условиях; сокращение занимаемой площади РУ; аппараты не подвержены воздействию окружающей среды (загрязнению, запылению, колебаниям температуры и ветра).

Недостатками ЗРУ можно считать увеличение объема строительных работ; сложность выполнения расширения и реконструкции; значительные капиталовложения.

Открытыми выполняют распределительные устройства при напряжении от 35 кВ до 500 кВ (750—1150 кВ) включительно. При таких напряжениях ОРУ по сравнению с ЗРУ обладают следующими преимуществами: меньший объем строительных работ; экономичность; снижение уровня опасности распространения повреждений вследствие больших расстояний между аппаратами смежных цепей; высокая скорость возведения; доступность оборудования для осмотра и контроля; возможность расширения.

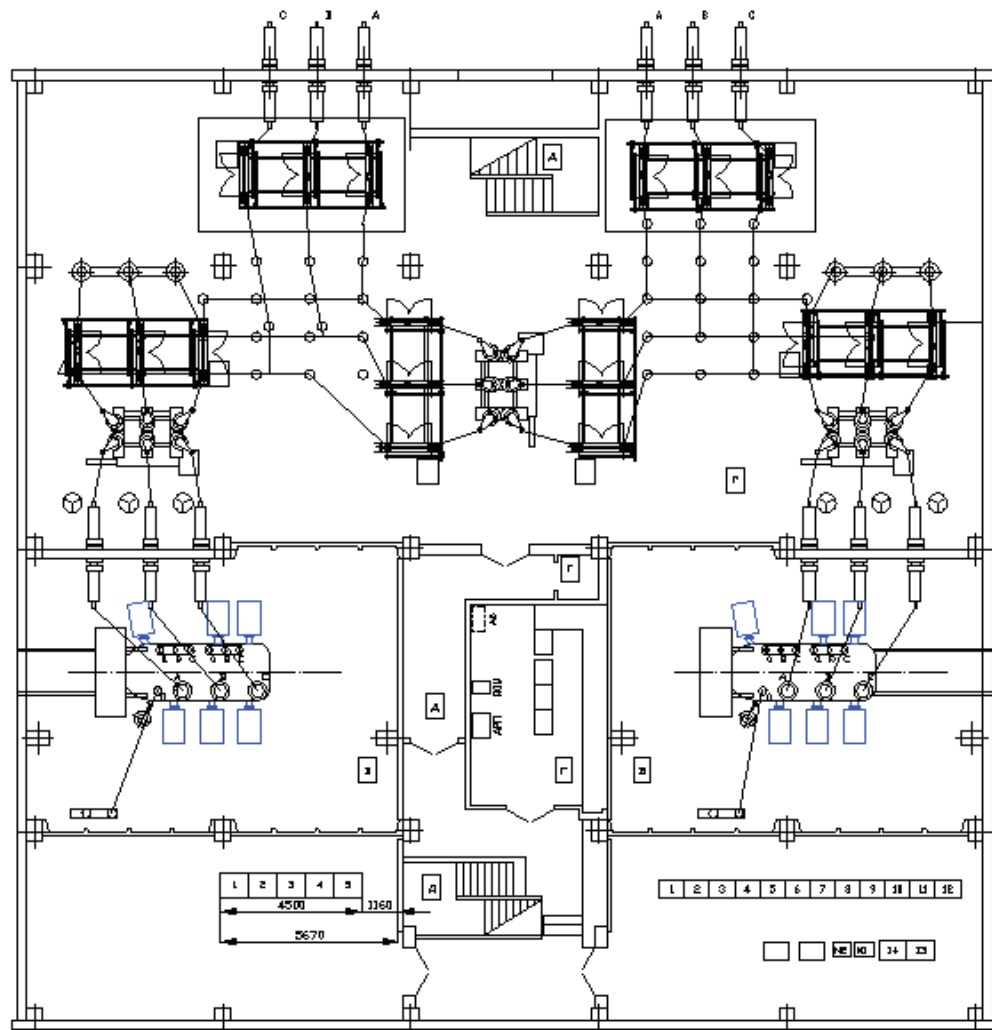


Рис. 7.1. ЗРУ подстанции 110 кВ

Недостатки ОРУ: трудности в обслуживании, связанные с работой персонала на открытом воздухе при любых погодных условиях; большая площадь сооружения; подверженность аппаратов резкому изменению температуры окружающей среды; отсутствие защиты от загрязнения, запыления и т.д. Все вышеперечисленное усложняет эксплуатацию ОРУ и вынуждает применять аппараты специальных конструкций (для наружной установки), что увеличивает капиталовложения. При установке электрооборудования распределительных

устройств на открытом воздухе в шкафах предусматривается местный подогрев для обеспечения нормальной работы аппаратов, оборудования, реле и измерительных приборов.

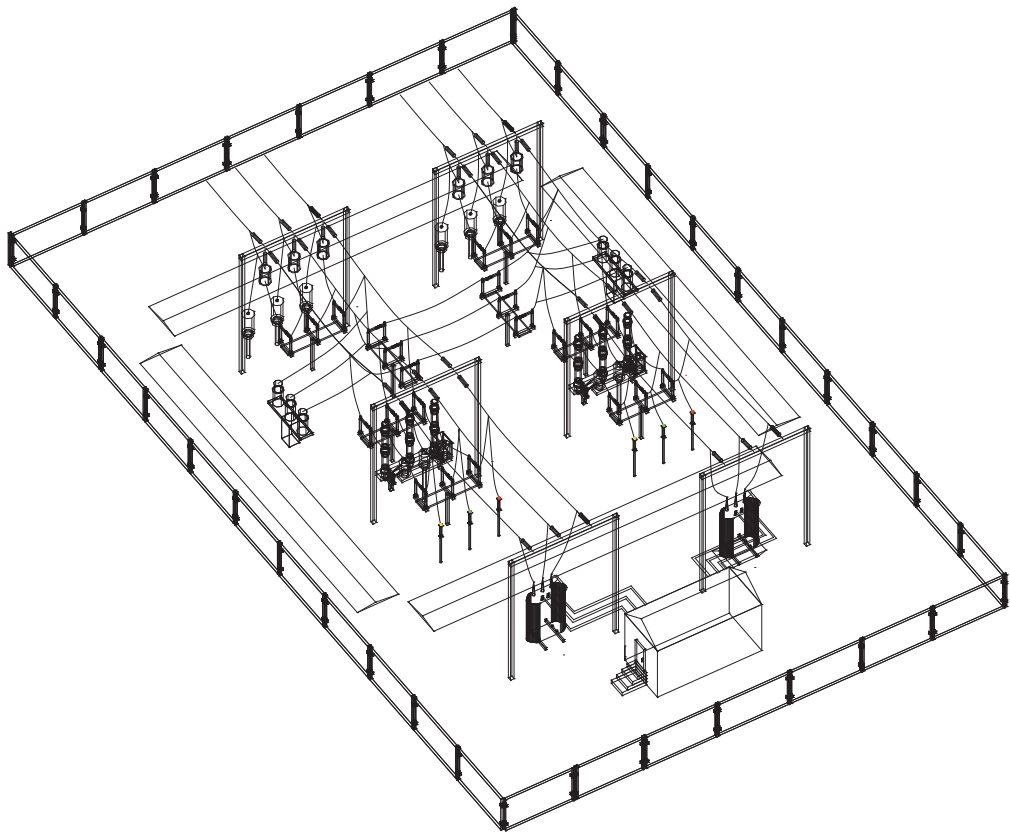


Рис. 7.2. ОРУ подстанции 110 кВ

Область применения ЗРУ

РУ 10 (6) кВ выполняют закрытыми в следующих случаях: в районах, где по климатическим условиям, условиям загрязнения атмосферы или наличия снежных заносов и пыльных уносов невозможно применение КРУН; при числе шкафов более 15 шт.; на подстанциях с высшим классом напряжения 330–750 кВ; при наличии технико-экономического обоснования.

ЗРУ 35–220 (500) кВ применяются в районах:

- с загрязненной атмосферой, где применение ОРУ с усиленной изоляцией или аппаратурой следующего класса напряжения с учетом ее обмыва не эффективно, а удаление ПС от источника загрязнения экономически нецелесообразно;
- требующих установки оборудования исполнения ХЛ при отсутствии аппаратов такого исполнения;
- стесненной городской и промышленной застройки;
- с сильными снегозаносами и снегопадами, а также в особо суровых климатических условиях и при стесненных площадках при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Классификация РУ по способу компоновки

По способу компоновки (вне зависимости от места расположения основного оборудования) современные РУ подразделяются на *комплектные* и *сборные*.

Сборные распределительные устройства выполняют из отдельных элементов и узлов (шкафы, ячейки, панели, аппараты и т. п.), изготовленных и укомплектованных на заводах или в мастерских.

Комплектные распределительные устройства (КРУ) полностью изготавливают на заводах, на месте устанавливают их укрупненные элементы.

В сборных РУ все или почти все составные элементы собираются отдельно друг от друга. КРУ состоят из шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами измерения, защиты и автоматики и соединительных элементов, поставляемых в собранном или подготовленном к сборке виде.

Ячейки комплектных распределительных устройств классифицируются следующим образом:

- ячейки КРУ, предназначенные для установки в зданиях и помещениях;
- ячейки КРУЭ (комплектных элегазовых распределительных устройств), все элементы которых заключены в оболочки, заполненные элегазом — элегаз (SF₆) выполняет функцию изолирующей и/или дугогасящей среды;
- КСО — камеры сборные одностороннего обслуживания;
- ячейки КРУН (комплектных распределительных устройств наружного исполнения), предназначенные для установки вне зданий и помещений.

Комплектные устройства по сравнению с обычными конструкциями электротехнических установок обладают следующими основными преимуществами:

- значительное уменьшение объема строительно-монтажных работ и сокращение сроков их выполнения;
- большая экономия трудозатрат;
- улучшение качества электроустановок, увеличение надежности и безопасности их обслуживания и сокращение эксплуатационных расходов;
- обеспечение удобства и быстроты при расширении и реконструкции;
- упрощение комплектации и снабжения при производстве строительно-монтажных работ;
- сокращение объемов и сроков проектирования.

Главный недостаток КРУ (особенно КРУЭ) — высокая стоимость.

Применение комплектных устройств является основой индустриализации строительно-монтажных работ при сооружении электрических станций, подстанций и электроустановок промышленных предприятий.

7.3. Конструкция ячеек комплектных распределительных устройств 10(6) кВ

Ячейки комплектных распределительных устройств 10(6) кВ (рис. 7.3) имеют жесткую металлическую конструкцию, состоящую из корпуса шкафа, выкатного элемента и релейного шкафа. В корпус шкафа КРУ могут быть встроены трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, токоведущие части. В верхней части шкафов КРУ устанавливаются релейные шкафы со встроенной аппаратурой релейной защиты и автоматики, аппаратурой управления, измерения, сигнализации, клеммниками. Выключатели, трансформаторы напряжения и разъемные контакты (выполняющие роль разъединителей) устанавливаются на выкатном элементе (тележке). Конструкция КРУ и выкатных элементов предусматривает возможность фиксирования выкатных элементов в рабочем, контрольном положении, а также их выкатывание из шкафа в ремонтное положение.

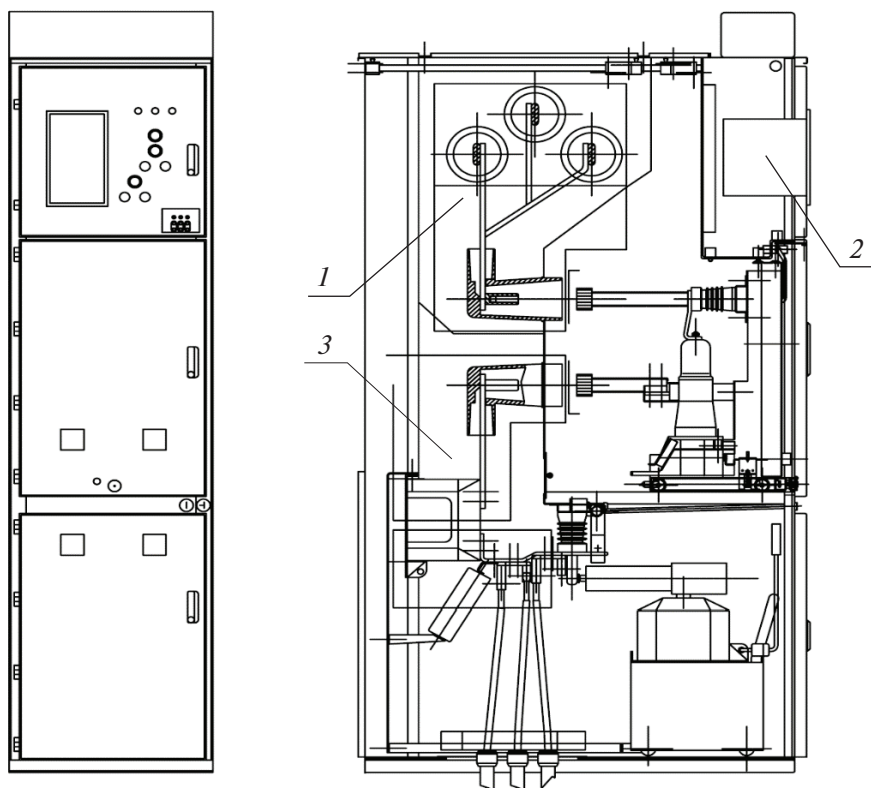


Рис. 7.3. Конструкция ячейки КРУ 10 (6) кВ:

1 — отсек сборных шин; 2 — высоковольтный отсек; 3 — отсек вспомогательных цепей

КРУ 6–10(35) кВ комплектуется из отдельных шкафов, в каждом из которых размещается аппаратура одного присоединения к сборным шинам.

Корпус шкафа изготовлен из стального листа с антикоррозионным покрытием.

С целью обеспечения безопасности при возникновении электрической дуги шкафы разделены металлическими перегородками на три отсека: сборных шин, высоковольтного оборудования, вспомогательных цепей.

Высоковольтный отсек и отсек вспомогательных цепей с фасадной стороны шкафа имеют дверцы со специальными замками. Можно изготовить шкафы КРУ двухстороннего обслуживания. В шкафах двухстороннего обслуживания с задней стороны шкафа имеются дополнительные дверцы, обеспечивающие доступ в высоковольтный отсек.

Выдвижные элементы с выключателями, контакторами, секционными разъединителями и трансформаторами напряжения позволяют обслуживать и ремонтировать это оборудование в процессе эксплуатации.

На рис. 7.4–7.8 приведены схемы главных цепей шкафов КРУ.

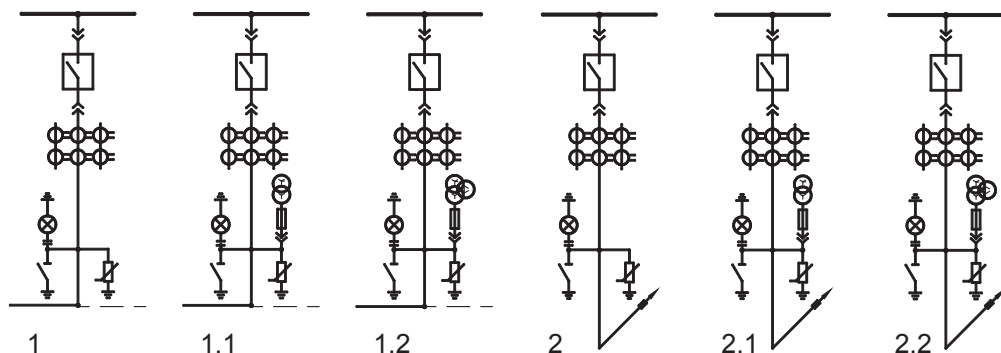


Рис. 7.4. Схемы ячеек КРУ 10(6) кВ:

1 — шкаф с силовым выключателем (ввод/вывод шинами сбоку); 1.1, 1.2 — шкаф с силовым выключателем и измерительным трансформатором (ввод/вывод шинами сбоку); 2 — шкаф с силовым выключателем (ввод/вывод шинами сзади); 2.1, 2.2 — шкаф с силовым выключателем и измерительным трансформатором (ввод/вывод шинами сзади)

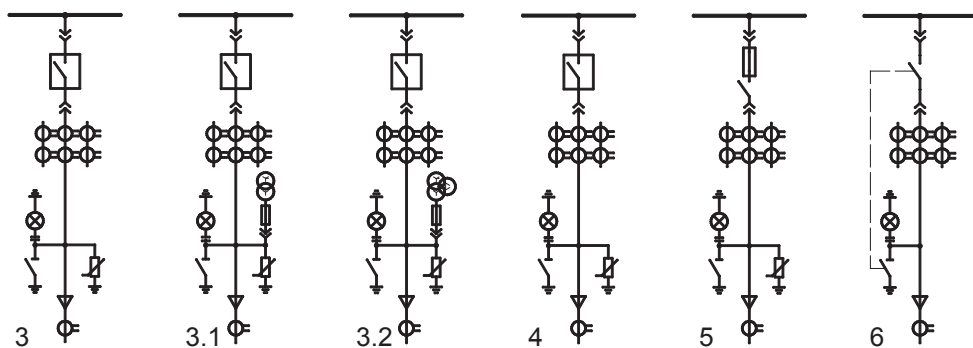


Рис. 7.5. Схемы ячеек КРУ 10(6) кВ:

3 — шкаф с силовым выключателем (ввод/вывод кабелем снизу); 3.1, 3.2 — шкаф с силовым выключателем и измерительным трансформатором (ввод/вывод кабелем снизу); 4 — шкаф с силовым выключателем (ввод/вывод кабелем снизу; ввод/вывод шинами вбок); 5 — шкаф с контактором (ввод/вывод кабелем снизу); 6 — шкаф с выключателем нагрузки (ввод/вывод кабелем снизу)

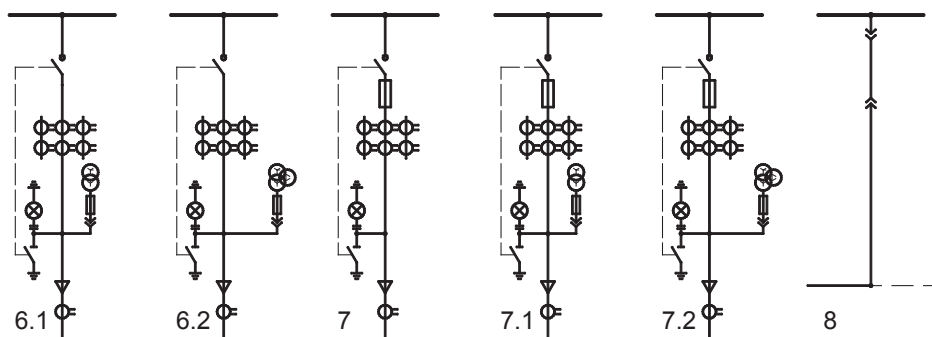


Рис. 7.6. Схемы ячеек КРУ 10(6) кВ:

6.1 — шкаф с выключателем нагрузки и измерительным трансформатором (ввод/вывод кабелем снизу); 6.2 — шкаф с выключателем нагрузки и трансформатором напряжения (ввод/вывод кабелем снизу); 7 — шкаф с выключателем нагрузки и предохранителями (ввод/вывод кабелем снизу); 7.1 — шкаф с выключателем нагрузки, предохранителями и измерительным трансформатором (ввод/вывод кабелем снизу); 7.2 — шкаф с выключателем нагрузки, предохранителями и измерительным трансформатором (вод/вывод кабелем снизу); 8 — шкаф секционного разъединителя (вывод шинами вбок)

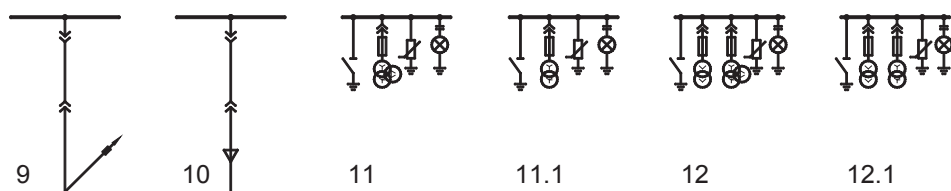


Рис. 7.7. Схемы ячеек КРУ 10(6) кВ:

9 — шкаф секционного разъединителя (вывод шинами назад); 10 — шкаф секционного разъединителя (вывод кабелем вниз); 11, 11.1 — шкаф с шинным заземляющим разъединителем и измерительным трансформатором; 12, 12.1 — шкафы с шинным заземляющим разъединителем, измерительным трансформатором и опломбированным отсеком учета

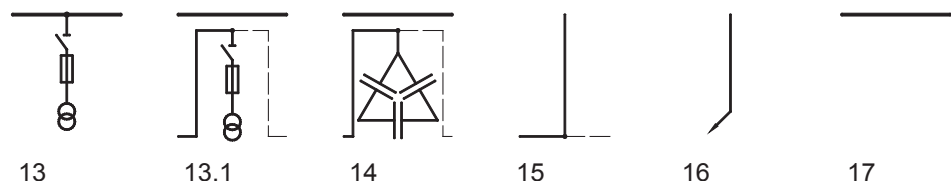


Рис. 7.8. Схемы ячеек КРУ 10 (6) кВ:

13 — шкаф с трансформатором собственных нужд (ТСН) (подключение на сборные шины); 13.1 — шкаф с ТСН (подключение шинами сбоку); 14 — шкаф с конденсаторной батареей (подключение шинами сбоку); 15 — боковая приставка, обеспечивающая шинный переход сбоку наверх; 16 — задняя приставка, обеспечивающая шинный переход сзади наверх; 17 — шинный мост

Следует отметить, что марки аппаратов (силовые выключатели, трансформаторы тока и напряжения, ОПН и др.), доступные для комплектации шкафов КРУ, во многом определяются выбранной серией ячеек КРУ.

7.4. Компоновка распределительных устройств

Под компоновкой РУ понимают размещение аппаратов и токопроводов в определенном порядке в соответствии с главной схемой электрических соединений и с учетом действующих ПУЭ, ПТБ, ПТЭ и НТП ПС.

РУ состоит из ряда однотипных элементов, ячеек, каждая из которых подключена к узлам схемы, участкам сборных и уравнильных шин, линиям, трансформаторам и т. п.

В общем случае каждая ячейка содержит коммутационный аппарат (силовой выключатель, выключатель нагрузки, отделитель, разъединитель), токоведущие части и измерительные трансформаторы тока и напряжения. Зачастую *на начальном этапе проектирования РУ достаточно рассмотреть только одну ячейку*, транслируя разработанное решение на остальные ячейки РУ.

При проектировании РУ (ЗРУ или ОРУ) основное внимание должно быть уделено требованиям, обеспечивающим надежность работы установки, безопасность и удобство эксплуатации, возможность расширения объекта без дополнительного отключения работающей части, индустриальности сооружения и пр.

Разработка вариантов компоновки РУ требует решения следующих вопросов: обеспечение допустимых расстояний между токоведущими частями, а также между токоведущими и заземленными частями при проектировании заграждений, коридоров обслуживания и проездов; выполнение грозозащиты и заземлений, маслоотводящих и маслоборных устройств, площадок обслуживания и т. п.

В действующих правилах устройства электроустановок представлено семь видов минимальных расстояний РУ (см. рис. 7.10–7.13, табл. 7.1):

- $A_{ф-з}$ — от токоведущих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до протяженных заземленных конструкций и постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м, а также до стационарных межячейковых экранов и противопожарных перегородок;

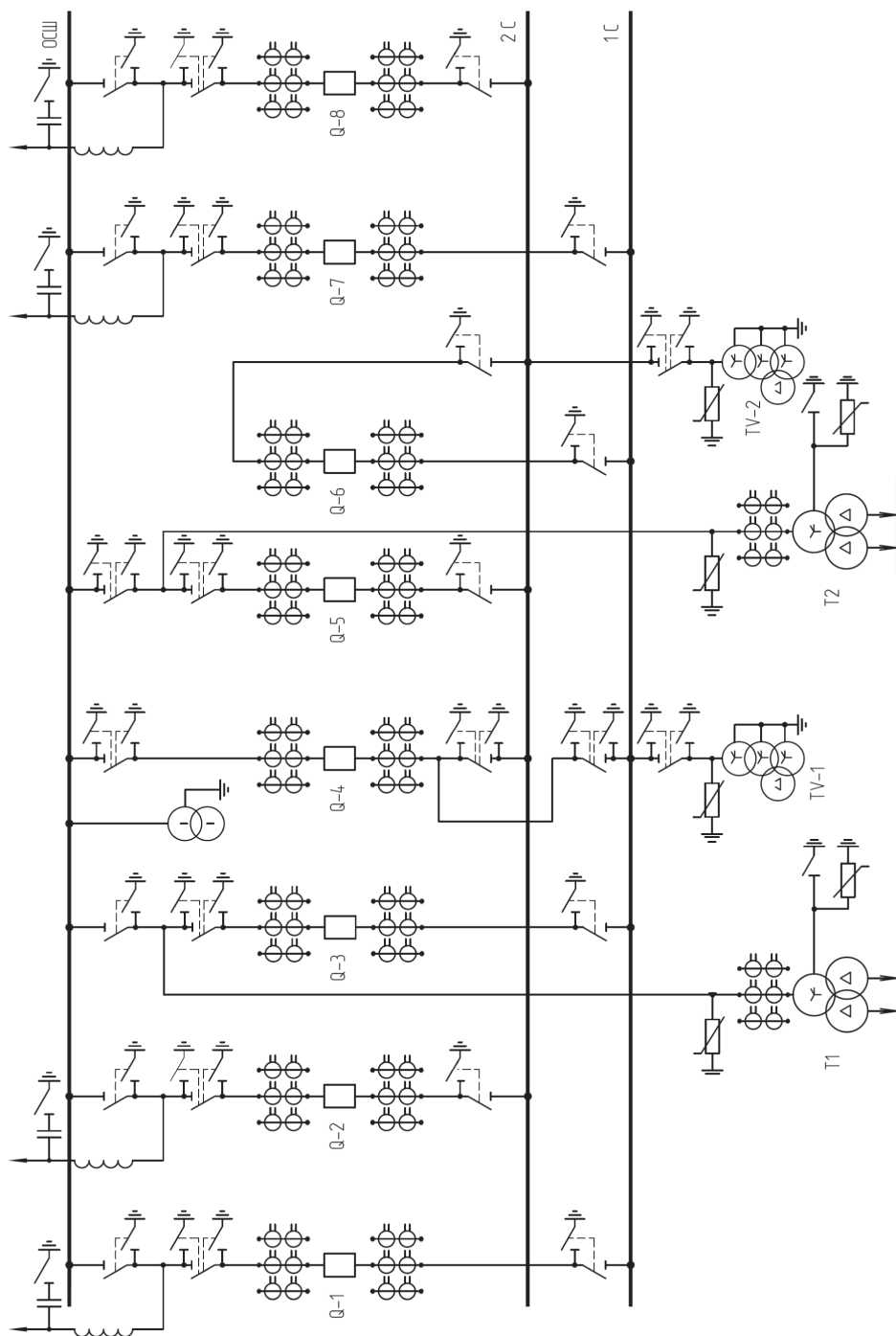


Рис. 7.9. Пример схемы РУ 110 кВ понижающей подстанции

- $A_{\phi-\phi}$ — между токоведущими частями разных фаз;
- Б — от токоведущих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой до 1,6 м и до транспортируемого оборудования;
- В — между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней;
- Г — от неогражденных токоведущих частей до земли или кровли зданий при наибольшем провисании проводов;
- Д — между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой;
- Ж — от контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту.

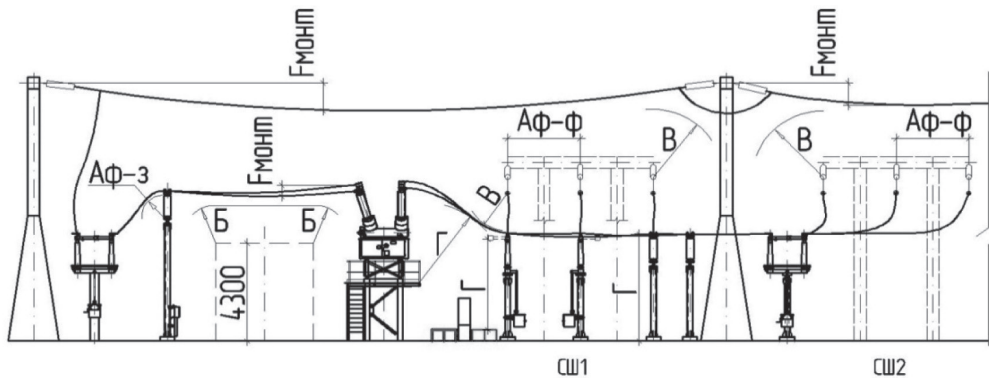


Рис. 7.10. Разрез ячейки РУ 110 кВ

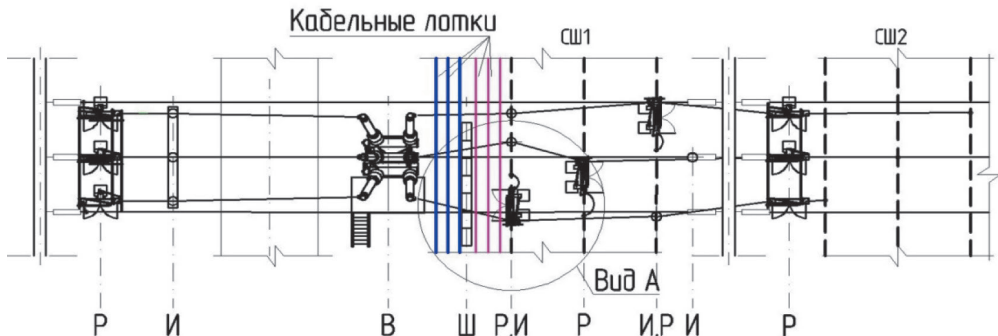


Рис. 7.11. План ячейки РУ 110 кВ

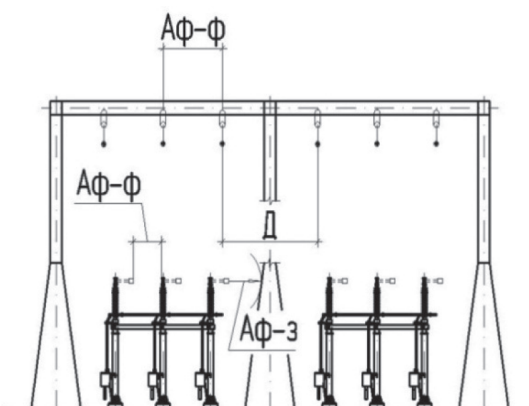


Рис. 7.12. Разрез шинного портала

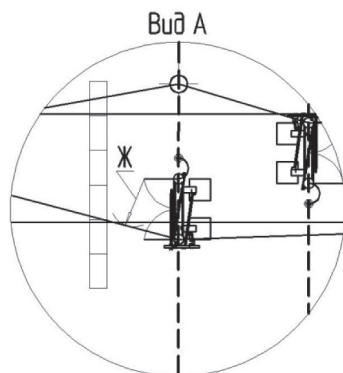


Рис. 7.13. Узел установки разъединителя

Расстояния в свету от гибких токоведущих частей до различных элементов ОРУ должны быть не менее приведенных в табл. 7.1. При гибких шинах расстояния в свету между токоведущими и заземленными частями при их расположении в одной горизонтальной плоскости должны быть не менее:

$$(A_{\phi-3})_r = A_{\phi-3} + a; (A_{\phi-\phi})_r = A_{\phi-\phi} + a,$$

где $a = f \cdot \sin(\alpha)$; f — стрела провеса провода при 15°C , м; $\alpha = \arctg P / Q$; P — давление (скоростной напор) ветра на провод, Н/м; $Q = mg$ — вес провода, Н/м; m — масса провода, кг/м; g — ускорение свободного падения, м/с².

Таблица 7.1

Минимальные расстояния для ОРУ различных классов напряжения

| Обозначение | Изоляционное расстояние, мм для номинального напряжения, кВ | | | | | | | | |
|-----------------|---|------|------|------|------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | до 10 | 20 | 35 | 110 | 150 | 220 | 330 | 500 | 750 |
| $A_{\phi-3}$ | 200 | 300 | 400 | 900 | 1300 | <u>1800</u> 1200 | <u>2500</u> 2000 | <u>3750</u> 3300 | <u>5500</u> 5000 |
| $A_{\phi-\phi}$ | 220 | 330 | 440 | 1000 | 1400 | <u>2000</u> 1600 | <u>1800</u> 2200 | <u>4200</u> 3400 | <u>8000</u> 6500 |
| Б | 950 | 1050 | 1150 | 1650 | 2050 | 2550 2000 | 3250 3000 | 4500 4100 | 6300 5800 |
| В | 960 | 1050 | 1150 | 1650 | 2050 | <u>3000</u> 2400 | <u>4000</u> 3500 | <u>5000</u> 3950 | <u>7000</u> 6000 |

Окончание табл. 7.1

| Обозначение | Изоляционное расстояние, мм для номинального напряжения, кВ | | | | | | | | |
|-------------|---|------|------|------|------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | до 10 | 20 | 35 | 110 | 150 | 220 | 330 | 500 | 750 |
| Г | 2900 | 3000 | 3100 | 3600 | 4000 | <u>4500</u> 3900 | <u>5000</u> 4700 | <u>6450</u> 6000 | <u>8200</u> 7200 |
| Д | 2200 | 2300 | 2400 | 2900 | 3300 | <u>3600</u> 3200 | <u>4200</u> 3800 | <u>5200</u> 4700 | <u>7000</u> 6500 |
| Ж | 240 | 365 | 485 | 1100 | 1550 | <u>2200</u> 1800 | <u>3100</u> 2600 | <u>4600</u> 3800 | <u>7500</u> 6100 |

Таблица 7.2

Минимальные расстояния для ЗРУ различных классов напряжения

| Обозначение | Изоляционное расстояние, мм, для номинального напряжения, кВ | | | | | |
|------------------|--|------|------|------|------|------|
| | 10 | 20 | 35 | 110 | 150 | 220 |
| A _{ф-з} | 120 | 180 | 290 | 700 | 1100 | 1700 |
| A _{ф-ф} | 130 | 200 | 320 | 800 | 1200 | 1800 |
| Б | 150 | 210 | 320 | 730 | 1130 | 1730 |
| В | 220 | 280 | 390 | 800 | 1200 | 1800 |
| Г | 2000 | 2200 | 2200 | 2900 | 3300 | 3800 |
| Д | 2500 | 2700 | 2700 | 3400 | 3700 | 4200 |
| Ж | 150 | 220 | 350 | 900 | 1300 | 2000 |

Применение ЗРУ уменьшает минимальные расстояния (по сравнению с ОРУ) за счет того, что аппараты и токоведущие части не подвергаются внешнему воздействию окружающей среды (ветра, снега, дождя, температуры, солнечной радиации и т. д.).

Следует иметь в виду, что в тех РУ, где предусмотрен проезд транспортных, монтажных и ремонтных средств, расстояния по пути их следования (с учетом разворотов) от любой части до токоведущих частей, находящихся под напряжением, должны быть не менее одного метра для РУ до 35 кВ включительно; 1,65 метра для 110 кВ; 2,5 метра для 220 кВ.

В ОРУ напряжением 110 кВ и выше должен быть предусмотрен проезд габаритом 4,0×4,0 м вдоль выключателей для передвижных ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий.

Применение типовых элементов и конструкций РУ, комплектных и сборных ячеек, узлов из аппаратов и токопроводов, а также ком-

плектных и сборных ячеек и ПС, полностью или частично изготовленных на заводе, обеспечивает выполнение всех перечисленных требований, а также индустриализацию монтажа и сооружение объектов в минимальные сроки.

ОРУ являются основными производственными сооружениями на ПС, поэтому компоновка ПС определяется расположением ОРУ с учетом подходов воздушных линий (ВЛ).

В состав ОРУ, кроме оборудования и токоведущих частей, входят опоры для гибкой и жесткой ошиновок, опоры под оборудование, молниеотводы и мачты освещения, фундаменты под опоры, кабельные лотки и каналы, специальные железнодорожные пути для перекатки трансформаторов, огнестойкие преграды между трансформаторами (при расстоянии в свету менее 15 метров).

Примеры схем унифицированных стальных порталов ошиновки РУ 110 кВ представлены на рис. 7.14–7.16.

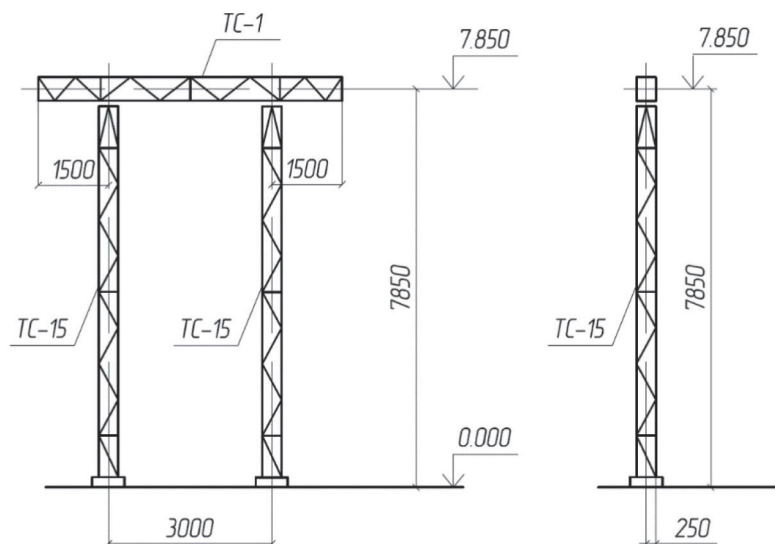


Рис. 7.14. Схема расположения элементов шинного портала ПС-110Ш

Основными конструктивными элементами для установки оборудования служат стальные и железобетонные стойки и сваи. Под различное оборудование устанавливается одна или несколько стоек или свай.

В комплектных РУ блочно-модульного исполнения под опорные конструкции применяются поверхностные фундаменты.

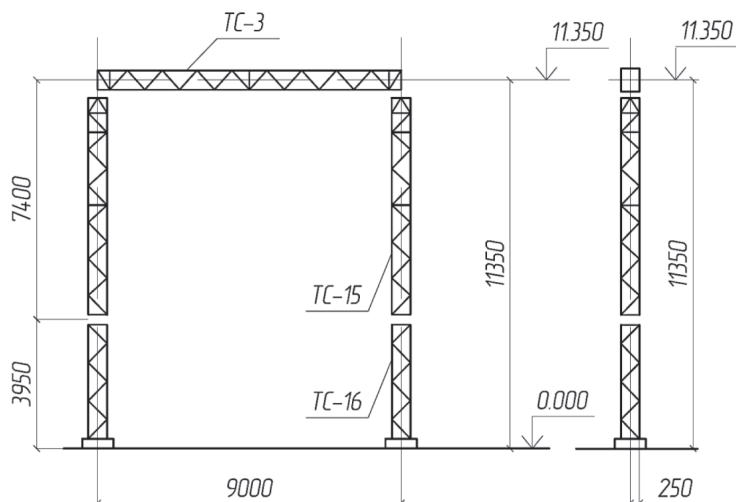


Рис. 7.15. Схема расположения элементов ячеякового портала ПСЛ-110 Я1

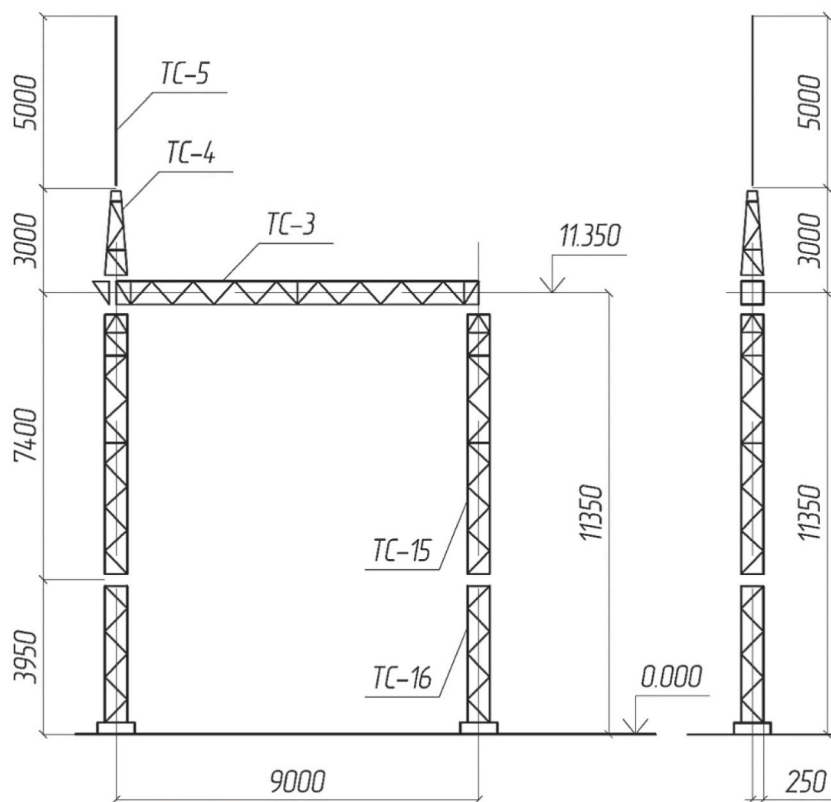


Рис. 7.16. Схема расположения элементов ячеякового портала ПСЛ-110 Я2

Железобетонные балки укладываются на спланированную поверхность и слой щебня, к которым крепятся металлоконструкции опор (рис. 7.17). Использование подобных конструкций позволяет сократить время выполнения земляных и фундаментных работ.

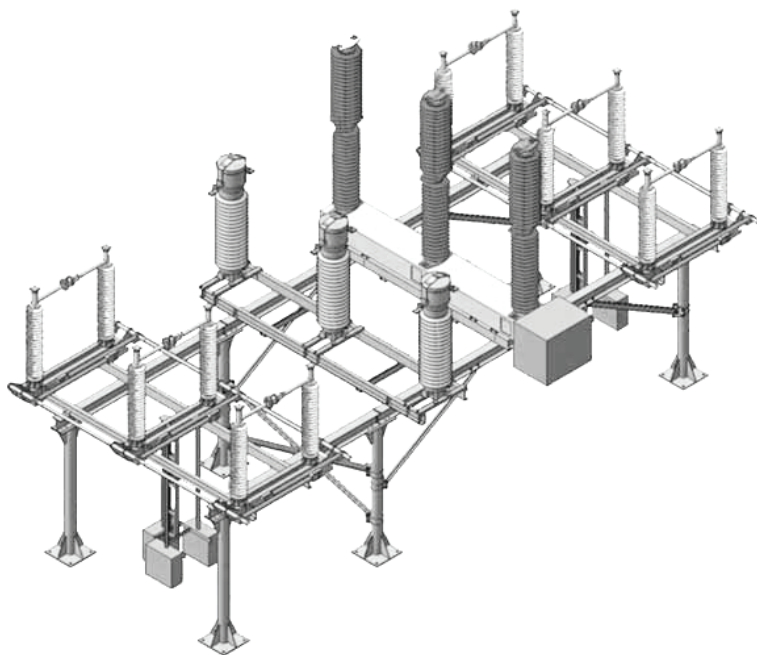


Рис. 7.17. Модель опорного блока БМК КТП-110 кВ с установленным оборудованием

Прокладка силовых и контрольных кабелей на территории ПС осуществляется, как правило, в наземных лотках и полуподземных кабельных каналах. На отдельных участках (под дорогами) кабели прокладываются в трубах или бетонных блоках. Одиночные силовые кабели прокладываются в земле.

В зависимости от количества кабелей лотки устанавливаются в один, два или три ряда. Согласно требованиям пожарной безопасности, контрольные и силовые кабели укладываются в разных лотках. Кабельные каналы — полуподземные, выступающие над уровнем планировки на 150–300 мм, — служат одновременно пешеходными дорожками на территории ОРУ.

7.5. Молниезащита и заземление

Безопасность сооружаемых и эксплуатируемых электроустановок обеспечивается путем осуществления защитных мер, к которым в первую очередь относится заземление. Принято различать рабочее, защитное и грозозащитное заземление.

Рабочее заземление — это заземление нейтралей генераторов, трансформаторов и автотрансформаторов.

Защитное заземление — заземление всех металлических частей установки (корпусов, каркасов, приводов аппаратов, опорных и монтажных конструкций).

Грозозащитное заземление — заземление молниеотводов, защитных тросов, разрядников, ОПН (ограничителей перенапряжений).

Защитное заземление выполняется с целью повышения безопасности эксплуатации электроустановок. При нарушении изоляции различных приводов и электродвигателей происходит накопление электростатических зарядов на корпусах оборудования, что может приводить к поражению людей электрическим током, возгораниям и взрывам.

В процессе эксплуатации оборудование может подвергаться действию напряжения, превосходящего рабочие параметры. По происхождению перенапряжения делятся на две группы — внутренние и атмосферные.

К первой группе относятся коммутационные и резонансные перенапряжения:

- перенапряжения дуговых замыканий на землю в электросетях с незаземленной нейтралью, достигающие значения $(3,5-3,65) \cdot U_{\text{ср}}$;
- перенапряжения при отключении ненагруженных линий (достигают $3,5 U_{\text{ср}}$);
- перенапряжения при отключении ненагруженных трансформаторов для сетей с заземленной нейтралью (достигают значения $3 \cdot U_{\text{ср}}$, а для сетей с изолированной нейтралью — $(4-5) \cdot U_{\text{ср}}$);

Ко второй группе относятся перенапряжения прямого удара молнии и индуцированные перенапряжения. Атмосферные перенапряжения считаются одним из наиболее опасных видов перенапряжений в электрической сети. Для защиты от них используются ограничители перенапряжений (ОПН).

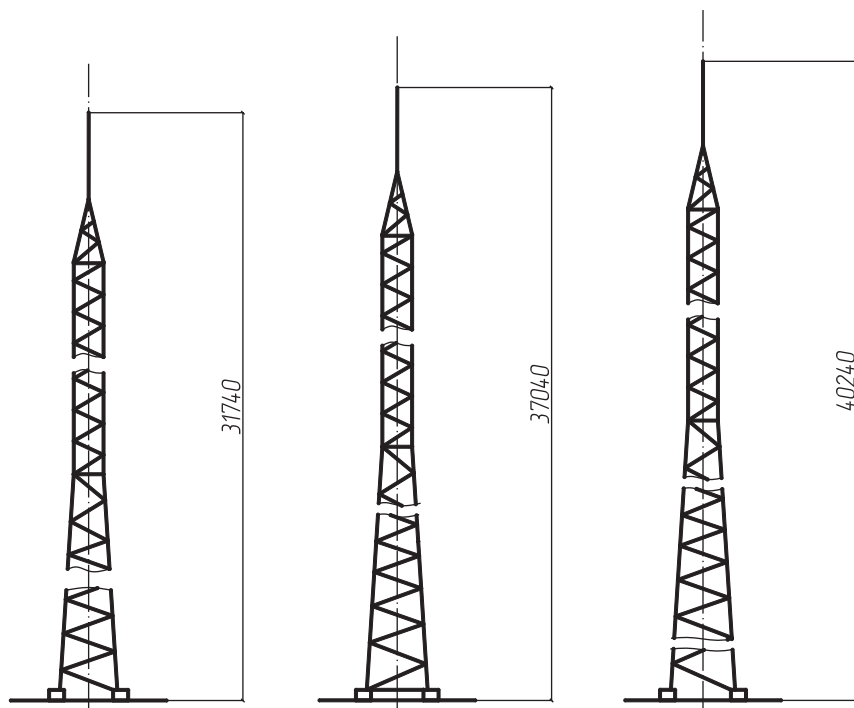


Рис. 7.18. Стальные молниеотводы марки МС (31,7; 37,0; 40,2)

Защита территории ПС от прямых ударов молнии осуществляется молниеотводами, установленными на порталах (рис. 7.16), и отдельно стоящими стержневыми молниеотводами (рис. 7.18). От стоек конструкций ОРУ 110 и 150 кВ с молниеотводами должно быть обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в двух-трех направлениях. Кроме того, должны быть установлены один-два вертикальных электрода длиной 3–5 м на расстоянии не менее длины электрода от стойки, на которой установлен молниеотвод. Установка молниеотводов вблизи трансформаторов или шунтирующих реакторов на расстоянии менее 15 м допускается при выполнении следующих условий:

- 1) непосредственно на всех выводах обмоток 3–35 кВ трансформаторов или на расстоянии не более 5 м от них по ошиновке, включая ответвления к ограничителям перенапряжений, должны быть установлены ограничители перенапряжений (ОПН);
- 2) должно быть обеспечено растекание тока молнии от стойки конструкции с молниеотводом по трем-четырем магистралям заземления;

3) на магистралях заземления, на расстоянии 3—5 м от стойки с молниеотводом, должно быть установлено два-три вертикальных электрода длиной 5 м;

4) на подстанциях с высшим напряжением 20 и 35 кВ при установке молниеотвода на трансформаторном портале сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом без учета заземлителей, расположенных вне контура заземления ОРУ;

5) заземляющие проводники ограничителей перенапряжений и трансформаторов рекомендуется присоединять к заземляющему устройству подстанции поблизости один от другого или выполнять их так, чтобы место присоединения ОПН (вентильного разрядника) к заземляющему устройству находилось между точками присоединения заземляющих проводников портала с молниеотводом и трансформатором.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода приведена на рис. 7.20.

Зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой h является конус высотой $h_0 < h$, вершина которого совпадает с вертикальной осью молниеотвода. Габариты зоны защиты определяются двумя параметрами: h_0 — высота конуса, r_0 — радиус конуса на уровне земли.

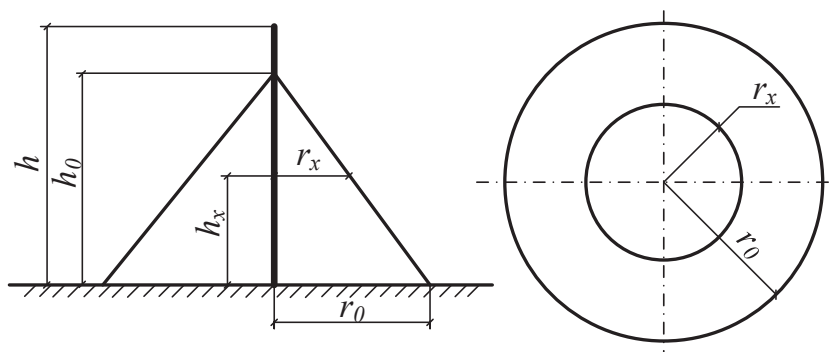


Рис. 7.20. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Радиус защиты на высоте защищаемого объекта h_x определяется по выражению согласно «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» [20]:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (7.1)$$

где r_x — радиус защиты на высоте защищаемого объекта h_x ; h_0 — высота конуса, определяемая в зависимости от надежности защиты и высоты молниеотвода; r_0 — радиус конуса.

Таблица 7.3

**Параметрические показатели расчета зоны защиты
одиночного стержневого молниеотвода**

| Надежность защиты P_x | Высота молниеотвода h , м | Высота конуса h_0 , м | Радиус конуса r_0 , м |
|-------------------------|-----------------------------|---|---|
| 0,9 | От 0 до 100 | $0,85 h$ | $1,2 h$ |
| | От 100 до 150 | $0,85 h$ | $[1,2 - 10^{-3} (h - 100)] h$ |
| 0,99 | От 0 до 30 | $0,8 h$ | $0,8 h$ |
| | От 30 до 100 | $0,8 h$ | $[0,8 - 1,43 \cdot 10^{-3} (h - 30)] h$ |
| | От 100 до 150 | $[0,8 - 10^{-3} (h - 100)] h$ | $0,7 h$ |
| 0,999 | От 0 до 30 | $0,7 h$ | $0,6 h$ |
| | От 30 до 100 | $[0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} (h - 30)] h$ | $[0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3} (h - 30)] h$ |
| | От 100 до 150 | $[0,65 - 10^{-3} (h - 100)] h$ | $[0,5 - 2 \cdot 10^{-3} (h - 100)] h$ |

Двойными считаются молниеотводы, если расстояние между стержневыми молниеприемниками L не превышает предельного значения L_{\max} (табл. 7.4). Иначе данные молниеприемники рассматриваются как одиночные стержневые.

При расстоянии между молниеотводами $L \leq L_c$ (рис. 7.21) граница зоны не имеет провеса ($h_c = h_0$). При расстоянии $L_c \leq L \leq L_{\max}$ высота h_c определяется по следующему выражению:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} h_0 \quad (7.2)$$

где L_{\max} и L_c определяются по эмпирическим выражениям, приведенным в табл. 7.4., L — расстояние между молниеприемниками.

Полуширина зоны защиты на высоте защищаемого объекта h_x определяется по выражению:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (7.3)$$

Длина горизонтального сечения l_x на высоте $h_x \geq h_c$:

$$l_x = \frac{L \cdot (h_0 - h_x)}{2 \cdot (h_0 - h_c)} \quad (7.4)$$

Следует отметить, что при $h_x < h_c l_x = L / 2$ ширина горизонтальной зоны на высоте защищаемого объекта $h_x < h_c$ в центре между двумя молниеприемниками составляет $2 \cdot r_{cx}$, где

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}. \quad (7.5)$$

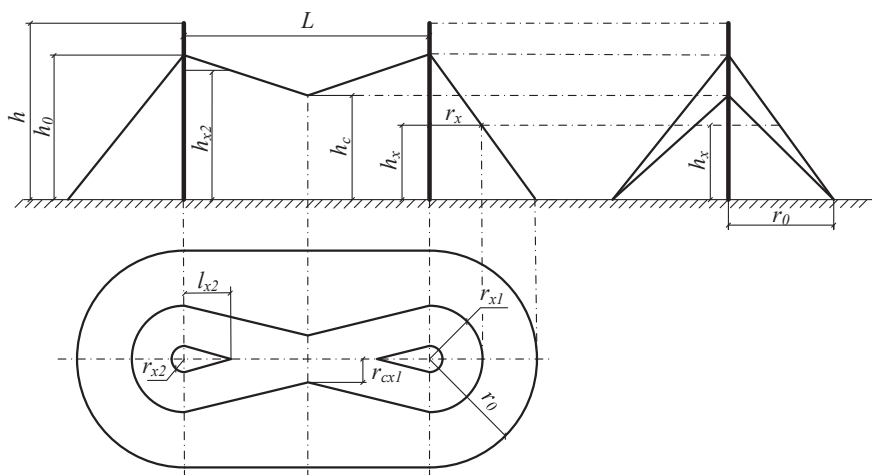


Рис. 7.21. Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

Таблица 7.4

**Параметрические показатели расчета зоны защиты
двойного стержневого молниеотвода**

| Надежность защиты P_x | Высота молниеотвода h , м | L_{\max} , м | L_c , м |
|-------------------------|-----------------------------|--|----------------------------|
| 0,9 | от 0 до 30 | $5,75 h$ | $2,5 h$ |
| | от 30 до 100 | $[5,75 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$ | $2,5 h$ |
| | от 100 до 150 | $5,5 h$ | $2,5 h$ |
| 0,99 | от 0 до 30 | $4,75 h$ | $2,25 h$ |
| | от 30 до 100 | $[4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$ | $[2,25 - 0,0107(h - 30)]h$ |
| | от 100 до 150 | $4,5 h$ | $1,5 h$ |
| 0,999 | от 0 до 30 | $4,25 h$ | $2,25 h$ |
| | от 30 до 100 | $[4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$ | $[2,25 - 0,0107(h - 30)]h$ |
| | от 100 до 150 | $4,0 h$ | $1,5 h$ |

По полученным данным строится сечение зоны защиты. Для построения зоны защиты трех- и четырехстержневых молниеотводов строят

зоны защиты всех соседних взятых попарно единичных молниеотводов, которые рассчитываются как двойные стержневые молниеотводы.

Для выполнения заземления используются естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных заземлителей могут быть использованы:

- проложенные в земле водопроводные трубы, заполненные водой;
- обсадные трубы артезианских колодцев;
- металлические конструкции зданий и сооружений;
- металлические оболочки кабелей, проложенных в земле, если их не менее двух (только при наличии искусственных заземлителей); алюминиевые оболочки кабелей не могут быть использованы в качестве заземлителей;
- трубопроводы, проложенные под землей, за исключением трубопроводов горючих жидкостей и горючих или взрывчатых газов.

Для устройства искусственных заземлителей можно применять:

- вертикально забитые стальные трубы или стержни (при применении труб толщина их стенок должна быть не менее 3,5 мм; количество труб — не менее двух);
- стальные ленты толщиной не менее 5 мм и площадью поперечного сечения не менее 100 мм², а также электрод диаметром 16 мм.

В грунтах, в которых можно ожидать усиленной коррозии, следует использовать омедненные или оцинкованные стальные проволоки и трубы.

В плохо проводящих грунтах с целью снижения сопротивления заземлителей можно применять искусственную обработку земли (поваренной солью, содой и т. д.) в соответствии с инструкцией.

Трубы, входящие в состав сложного заземлителя, необходимо размещать на расстоянии не менее 2,5–3 м одна от другой и располагать вертикально. Стальные полосы следует помещать в грунт на ребро, причем между параллельно проложенными полосами должно быть расстояние не менее 1,5 м.

Расстояние от заземлителей до фундаментов зданий и сооружений не должно быть менее 1,5 м.

Верхнюю кромку труб и полосовые заземлители нужно располагать ниже уровня земли с учетом планировки не менее чем на 0,6 м.

Пропускная способность магистралей заземляющей сети должна быть не меньше 50 % пропускной способности наиболее мощного фидера, питающего рассматриваемую установку.

8. Мониторинг и диагностика оборудования подстанций

8.1. Диагностика состояния основного и вспомогательного оборудования

В процессе эксплуатации подстанционное оборудование подвержено комплексному воздействию сильных электрических, электромагнитных и тепловых полей, а также электродинамических усилий с высоким риском образования дефектов и неисправностей, приводящих к отказам. С целью обеспечения качественного и надежного электроснабжения потребителей необходимо поддержание требуемого уровня работоспособности оборудования распределительного сетевого комплекса во всех режимах работы. Выбранный курс на модернизацию системы транспорта и распределения электрической энергии, направленный на создание сетей нового поколения, неразрывно связан с созданием системы контроля и управления основными активами. Такая система призвана обеспечить, во-первых, устойчивый контроль технического состояния электрооборудования, во-вторых — идентификацию развивающихся дефектов и неисправностей, в-третьих — определение программно-целевых мероприятий и оптимизацию управляющих воздействий по обеспечению или поддержанию объектов электроэнергетической системы в работоспособном состоянии в условиях неопределенности.

Для определения технического состояния силового оборудования ПС общепризнанными методами технической диагностики, осуществляемой путем периодических обследований оборудования, являются:

- 1) определение информационных параметров, в достаточной степени характеризующих техническое состояние оборудования;
- 2) сопоставление измеренных показателей с допустимыми нормативными или заводскими параметрами;

- 3) анализ и исследование тенденций изменения диагностируемых параметров с целью прогнозирования состояния и планирования программно-целевых мероприятий;
- 4) анализ групп взаимосвязанных параметров с целью повышения точности диагностирования развивающихся дефектов и неисправностей;
- 5) учет особенностей конструктивного исполнения и индивидуальных особенностей эксплуатации.

В диагностике состояния оборудования, изделий и материалов широкое применение получили следующие **методы неразрушающего контроля (НК)** [21]:

- акустический контроль (ультразвуковой метод НК), основанный на регистрации параметров упругих волн, возбуждаемых и/или возникающих в контролируемом объекте;
- магнитный контроль (магнитопорошковая дефектоскопия), основанный на анализе взаимодействия магнитного поля с контролируемым объектом;
- контроль проникающими веществами, основанный на капиллярном проникновении индикаторных жидкостей в полости поверхностных и сквозных несплошностей материала объекта исследования с последующей регистрацией индикаторных следов;
- радиоволновый контроль, основанный на регистрации изменений параметров электромагнитных волн радиодиапазона, взаимодействующих с объектом исследования;
- радиационный контроль (рентгеновский метод НК), основанный на регистрации и анализе проникающего ионизирующего излучения после взаимодействия с объектом исследования;
- оптический контроль, основанный на регистрации параметров оптического излучения, взаимодействующего с объектом исследования;
- тепловой контроль, основанный на регистрации изменений тепловых или температурных полей объектов исследования, вызванных дефектами;
- электрический контроль, основанный на регистрации параметров электрического поля, взаимодействующего с контролируемым объектом или возникающего в объекте исследования в результате внешнего воздействия;

- электромагнитный (вихретоковый), основанный на анализе взаимодействия электромагнитного поля вихретокового преобразователя с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в объекте исследования.
- твердометрия (измерение твердости) — метод НК твердости металлов, сплавов, резины, пластмассы, бетона и других материалов, один из основных видов механических испытаний металла и эффективное средство диагностики его структурно-механического состояния.

Методы НК основываются на наблюдении, регистрации и анализе результатов взаимодействия физических полей (излучений) или веществ с объектом контроля, причем характер этого взаимодействия зависит от химического состава, строения, состояния структуры контролируемого объекта и т. п.

Все методы НК являются косвенными методами, в основе которых лежат физические явления (параметры).

Следует отметить, что универсального метода НК, способного обнаружить все виды дефектов, не существует. Каждый отдельно взятый метод НК обеспечивает решение ограниченного круга задач.

Система средств неразрушающего контроля обычно состоит из прибора, преобразователя и контрольного образца.

Важной характеристикой любого метода НК является его чувствительность, обеспечивающая выявление наименьшего по размерам дефекта. Чувствительность зависит от особенностей метода НК, материала объекта исследования и условий проведения НК.

Чувствительность методов НК к выявлению одного и того же по характеру дефекта различна. При определении предельно допустимой погрешности выбранного метода НК следует учитывать дополнительные погрешности, возникающие по следующим причинам:

- минимальный радиус кривизны поверхностей;
 - шероховатость контролируемой поверхности;
 - структура материала;
 - геометрические размеры зоны НК и прочие факторы.
- К достоинствам методов НК следует отнести следующее:
- относительно высокая скорость контроля;
 - высокая надежность НК, определяющая достоверность;
 - возможность механизации и автоматизации процессов контроля;

- возможность применения МНК в условиях эксплуатации без разборки машин и сооружений и демонтажа их агрегатов;
- относительно низкая стоимость контроля и др.

Основные методы контроля и диагностики силовых трансформаторов

Хроматографический анализ растворенных в масле газов (ХАРГ) [22] является специальным методом, служащим для обнаружения повреждений и дефектов конструктивных узлов электрооборудования, но практически не информирующим о качестве и состоянии самого масла. Особенности ХАРГ заключаются в возможности отслеживать развитие процессов в оборудовании, выявлять на ранней стадии развития дефекты, не обнаруживаемые иными способами, определять предполагаемый характер дефекта и степень его развития, ориентироваться при определении места повреждения.

С помощью ХАРГ в силовых трансформаторах можно обнаружить две группы дефектов. Первая группа — перегревы токоведущих соединений и элементов конструкции остова. Второй группой дефектов являются электрические разряды в масле.

Периодичность проведения ХАРГ [23] трансформаторного масла для трансформаторов 110 кВ и выше — не реже одного раза в 6 месяцев [24].

Рекомендуемая периодичность проведения ХАРГ в масле герметичных вводов, имеющих удовлетворительные результаты регламентных испытаний: для вводов 110–220 кВ — один раз в 4 года; для вводов 330–750 кВ — один раз в 2 года [24].

Преимущество данного метода состоит в том, что образцы масла можно отобрать в любое время без вывода оборудования из работы.

Оценка влажности твердой изоляции производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше мощностью 60 МВА и более.

Допустимое значение влагосодержания твердой изоляции вновь вводимых трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, — не выше 2 %, а эксплуатируемых трансформаторов — не выше 4 % по массе (образец твердой изоляции толщиной 3 мм). Влагосодержание твердой изоляции в процессе эксплуатации допускается не определять, если влагосодержание масла не превышает 10 г/т.

Влагосодержание твердой изоляции перед вводом в эксплуатацию и при капитальном ремонте определяется по влагосодержанию заложённых в бак образцов изоляции. В процессе эксплуатации трансформатора допускается оценка влагосодержания твердой изоляции расчетным путем.

Периодичность контроля в процессе эксплуатации: первый раз — через 10–12 лет после включения и в дальнейшем — один раз в 4–6 лет.

Измерение сопротивления изоляции обмоток осуществляется мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции каждой обмотки вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведенное к температуре испытаний, при которой определялись исходные значения, должно быть не менее 50 % исходных значений.

Для трансформаторов на напряжение до 35 кВ включительно мощностью до 10 МВ·А и дугогасящих реакторов сопротивление изоляции обмоток должно быть не ниже следующих значений:

| | | | | | | | |
|-------------------------|-----|-----|-----|-----|----|----|----|
| Температура обмотки, °С | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 |
| R_{60} , МОм | 450 | 300 | 200 | 130 | 90 | 60 | 40 |

Измерения в процессе эксплуатации производятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла и (или) хроматографического анализа газов, растворенных в масле, а также в объеме комплексных испытаний.

При вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации сопротивление изоляции измеряется по схемам, применяемым на заводе-изготовителе, и дополнительно по зонам изоляции (например, ВН — корпус, НН — корпус, ВН — НН) с подсоединением вывода «экран» мегаомметра к свободной обмотке или баку. В процессе эксплуатации допускается проводить только измерения по зонам изоляции.

Результаты измерений сопротивления изоляции обмоток в процессе эксплуатации, включая динамику их изменения, должны учитываться при комплексном рассмотрении данных всех испытаний.

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$) производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше. Значения $\text{tg}\delta$ изо-

ляции обмоток вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведенные к температуре испытаний, при которой определялись исходные значения, с учетом влияния $\text{tg}\delta$ масла не должны отличаться от исходных значений в сторону ухудшения более чем на 50 %.

Тепловизионный контроль состояния трансформаторов напряжением 110 кВ и выше (термографическое обследование) производится при решении вопроса о необходимости их капитального ремонта. Снимаются термограммы поверхностей бака трансформатора в местах расположения отводов обмоток, по высоте бака, периметру трансформатора, верхней его части, в местах болтового крепления колокола бака, системы охлаждения и их элементов и т. п. При обработке термограмм сравниваются между собой нагревы крайних фаз, нагревы однотипных трансформаторов, динамика изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки, определяются локальные нагревы, места их расположения, сопоставляются места нагрева с расположением элементов магнитопровода, обмоток, а также определяется эффективность работы систем охлаждения.

8.2. Системы мониторинга параметров силового оборудования

Системы мониторинга (СМ) параметров силового оборудования предназначены для непрерывного измерения и регистрации основных технологических параметров с целью их оптимизации, повышения энергоэффективности работы оборудования и предупреждения аварий. Согласно [25] СМ силовых трансформаторов предназначена для следующих целей:

- непрерывного измерения, регистрации и отображения основных параметров трансформаторов классов напряжения 220–750 кВ в нормальных, предаварийных и аварийных режимах;
- оценки и прогнозирования технического состояния трансформаторов.

Система мониторинга устанавливается на трансформаторы и автотрансформаторы мощностью от 167 МВА.

СМ реализуется на основе различных стационарных средств измерения и регистрации, центра сбора и анализа первичной информации и аналитической системы по трехуровневой схеме (рис. 8.1)

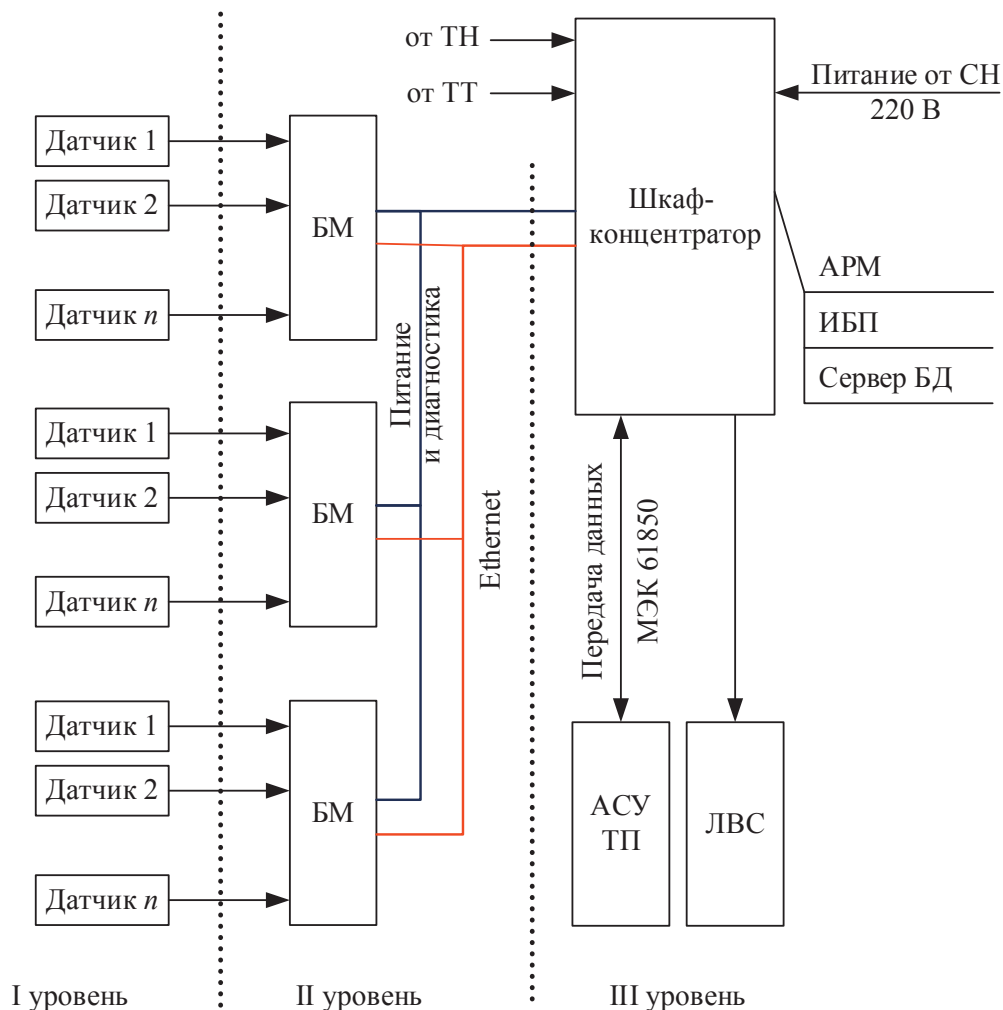


Рис. 8.1. Система мониторинга электрооборудования подстанций

К первому уровню относятся первичные датчики и измерительные системы (датчики температуры, газосодержания, влагосодержания масла и др.).

Ко второму уровню — блок мониторинга (БМ), представляющий совокупность контроллеров для сбора и обработки сигналов от датчи-

ков первого уровня СМ. БМ осуществляет информационное взаимодействие с третьим уровнем подсистемы.

Третий уровень — программно-технический комплекс, обеспечивающий математическую расчетно-аналитическую обработку информации о техническом состоянии, дистанционное конфигурирование и проверку состояния аппаратуры нижних уровней, шлюзовые функции информационного обмена, связи с верхним уровнем АСУ ТП, а также индикацию и визуализацию контролируемых и рассчитываемых параметров. Перечень основных функций, обеспечиваемых системой мониторинга силовых трансформаторов, и их назначение:

| | |
|---|---|
| Контроль теплового режима трансформатора: а) контроль температуры верхних слоев масла θ_m ; б) контроль температуры ННТ обмотки $\theta_{ннт}$ (по максимально загруженной стороне ВН, СН, НН или общей обмотки); в) определение кратности и длительности допустимых перегрузок | Определение кратности и длительности допустимых перегрузок и температуры наиболее нагретой обмотки по публикации МЭК 60076–7:2005 [11] |
| Контроль газосодержания масла | Диагностика состояния изоляции трансформатора, оценка динамики изменения |
| Контроль влагосодержания масла | Диагностика состояния изоляции трансформатора, оценка динамики изменения |
| Контроль текущего номера отпайки РПН | Оценка результата переключения РПН и отсутствия рассинхронизации |
| Контроль состояния высоковольтных вводов | Контроль тока утечки, емкости C_1 и $\text{tg}\delta$ изоляции вводов на сторонах ВН и СН для вводов класса 220 кВ и выше. Для маслонаполненных вводов — дополнительный контроль давления масла, оценка текущего состояния вводов |
| Степень старения изоляции | Расчет старения изоляции по температуре ННТ обмотки и расчетному влагосодержанию твердой изоляции. Прогноз старения и общего износа по МЭК 60076–7:2005 [11] |
| Температура образования пузырьков | Расчет по содержанию влаги в изоляции и температуре обмотки: определение температуры конденсации влаги, запас по температуре образования пузырьков |

Перечень контролируемых параметров приведен на рис. 8.2.

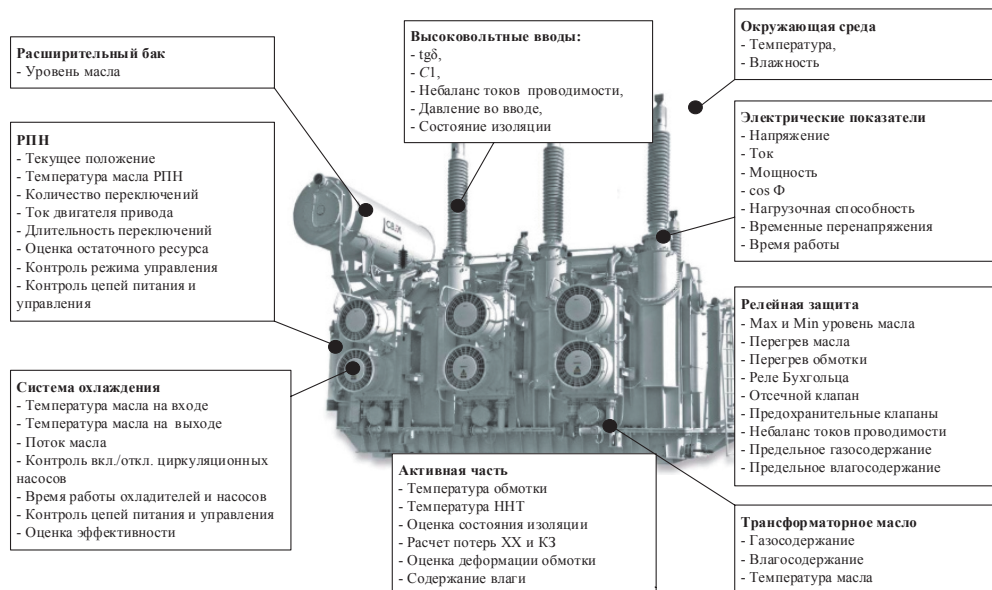


Рис. 8.2. Контролируемые параметры СМ силового трансформатора

Современные СМ позволяют выявлять дефекты в работе силовых трансформаторов и другого оборудования ПС на ранней стадии их развития, и, следовательно, своевременно принять решение по ликвидации дефектов до возникновения аварийных ситуаций. Это, с одной стороны, предотвращает значительный ущерб, с другой — сокращает время простоя и затраты на аварийные ремонты, а также продляет срок службы силовых трансформаторов, реакторов и другого оборудования.

Список библиографических ссылок

1. СТО 56947007–29.240.10.028–2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС). М. : Энергосетьпроект, 2009. 96 с.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. 600 с.
3. СО 153–34.20.118–2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. М. : ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2011. 56 с. (Серия 17 ; вып. 19).
4. ГОСТ 24291–90. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Энергетика. Термины и определения : сб. стандартов. М. : Стандартинформ, 2005. 13 с.
5. ГОСТ Р 55195–2012. Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. М. : Стандартинформ, 2014. 47 с.
6. ГОСТ 15150–69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями № 1, 2, 3, 4, 5). М. : Стандартинформ, 2013. 57 с.
7. ГОСТ 15543.1–89. Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам (с Изменениями № 1). М. : Стандартинформ, 2004. 27 с.
8. ГОСТ 16110–82. Трансформаторы силовые. Термины и определения : сб. стандартов. М. : Стандартинформ, 2003. 27 с.
9. ГОСТ Р 52719–2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия : сб. стандартов. М. : Стандартинформ, 2007. 45 с.

10. ГОСТ 14209–85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменениями № 1). М. : Стандартинформ, 2009. 37 с.
11. IEC 60076–7: 2005 Power transformers — Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers = МЭК 60076–7: 2005 Трансформаторы силовые. Часть 7. Руководство по нагрузке масляных силовых трансформаторов.
12. СО 153–34.20.501–2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М. : НЦ ЭНАС, 2004. 264 с.
13. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. М. : Энергия, 1987. 623 с.
14. Электротехнический справочник. В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. проф. МЭИ В. Г. Герасимова и др. 9-е изд. М. : Изд-во МЭИ, 2004. 964 с.
15. СТО 56947007–29.240.30.010–2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. М. : ОАО «ФСК ЕЭС». 2007. 132 с.
16. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М. : ЭНАС, 2012. 376 с.
17. Кокин С. Е., Дмитриев С. А., Хальясмаа А. И. Схемы электрических соединений подстанций : учеб. пособие. Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2015. 100 с.
18. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. М. : Россети, 2017. 195 с.
19. ГОСТ Р 52736–2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. М. : Стандартинформ, 2007. 40 с.
20. СО 153–34.21.122–2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М. : ЦПТИ ОРГЭС, 2004. 59 с.
21. ГОСТ 18353–79. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов. Сборник стандартов. М. : ИПК Издательство стандартов, 2005. 12 с.
22. РД 153–34.0–46.302–00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования

- по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. М. : РАО ЕЭС России, 2000. 41 с.
23. Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов : утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России 13.03.98 : разработ. АО ВНИИЭ, АО ВТИ, ВС АО Ленэнерго : срок действ. установлен с 01.05.98. М. : ОАО ВНИИЭ, 1998.
24. РД 34.45–51.300–97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. М. : ЭНАС, 2008. 256 с.
25. СТО 56947007–29.200.10.011–2008. Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования. М. : ОАО «ФСК ЕЭС». 2008. 21 с.

Приложение 1

Алгоритмы выбора схем электрических соединений распределительных устройств

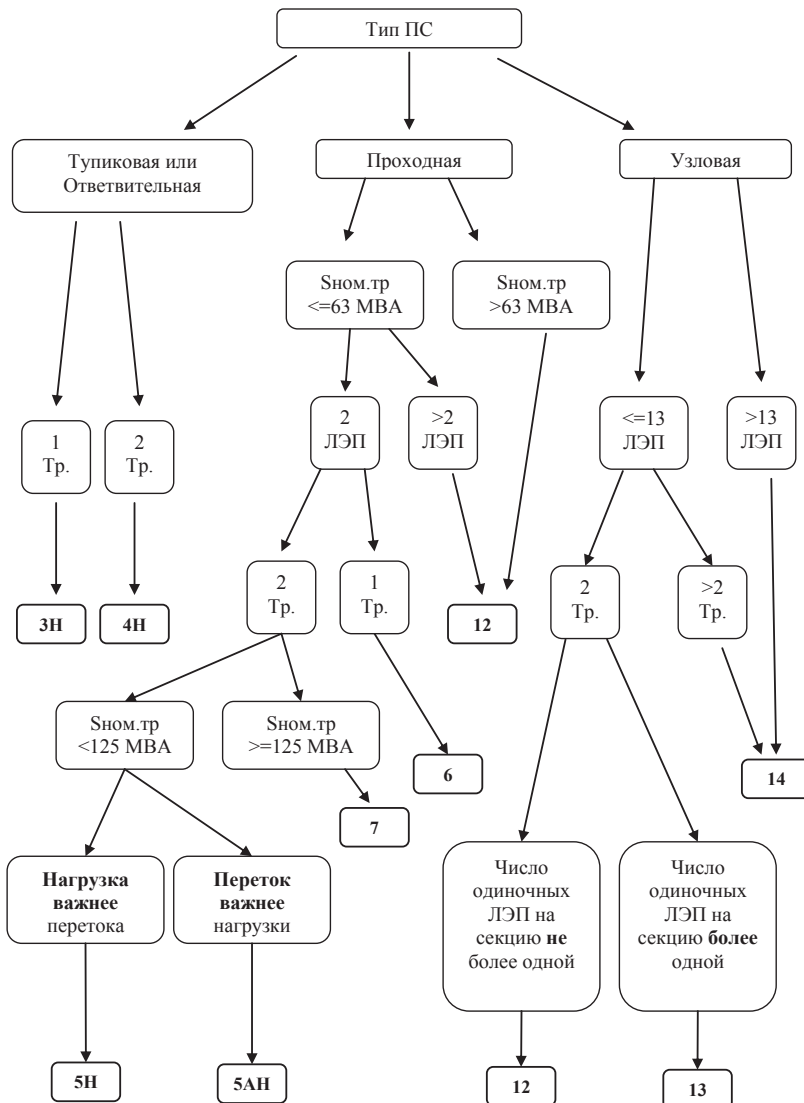


Рис. П1.1. Алгоритм выбора схем для РУ 110 и 220 кВ

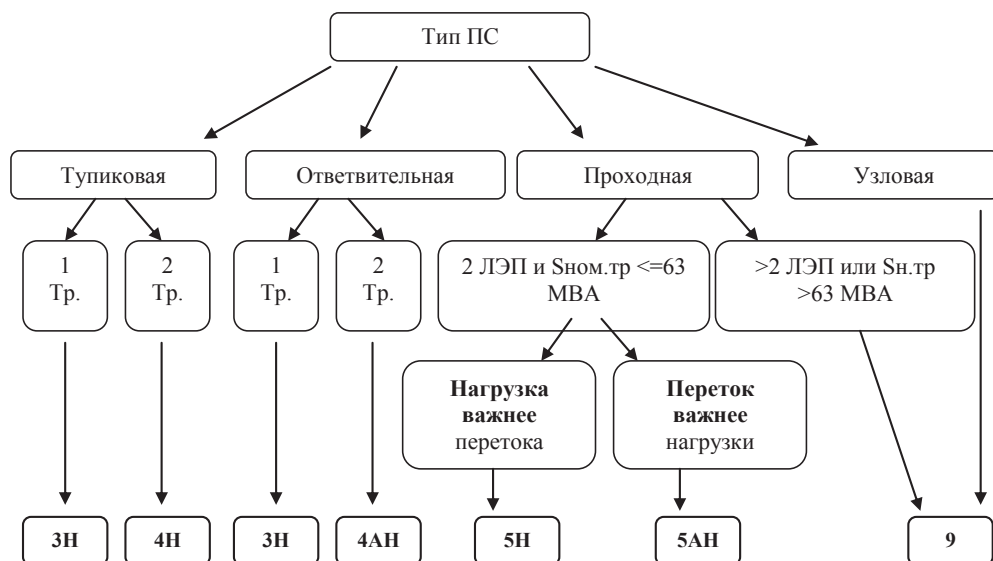


Рис. П1.2. Алгоритм выбора схем для РУ 35 кВ

Приложение 2

Методика расчета гибких проводников на электродинамическую стойкость

Ниже приводится методика расчета на электродинамическую стойкость гибких проводников, которые закреплены на одном уровне (по высоте), при отсутствии гололеда и ветровой нагрузки. При определении смещений расчетной моделью проводника в пролете служит абсолютно жесткий стержень, который шарнирно закреплен на опорах, а его ось очерчена по цепной линии.

За расчетное принимают двухфазное к. з. Влияние гирлянд учитывают увеличением погонной силы тяжести проводника.

При проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость при к. з. необходимость расчета смещения проводников, у которых провес превышает половину расстояния между фазами, устанавливают значением параметра p , $\text{кА}^2\cdot\text{с}/\text{Н}$, определяемого по формуле:

$$p = \frac{\lambda \left(I_{n0}^{(2)} \right)^2 t_{\text{откл}}}{dq}, \quad (\text{П2.1})$$

где λ — безразмерный коэффициент, учитывающий влияние аperiodической составляющей электродинамической силы (последний определяют по кривой, приведенной на рис. П2.1); $I_{n0}^{(2)}$ — начальное действующее значение периодической составляющей тока двухфазного к. з., кА ; $t_{\text{откл}}$ — расчетная продолжительность к. з., с ; d — расстояние между фазами, м ; q — погонная сила тяжести провода, $\text{Н}/\text{м}$.

В случае, когда выполняется соотношение $p \leq 0,4 \text{ кА}^2\cdot\text{с}/\text{Н}$, расчет смещения проводников можно не проводить, так как опасности их чрезмерного сближения нет. В противном случае расчет смещения проводят в следующей последовательности.

1. Определяют предельно допустимую продолжительность к. з., с :

$$t_{\text{пред}} = \sqrt{\frac{0,9}{\omega_0^2} \cdot \frac{M \cdot g}{F_{\text{расч}}^{(2)}}}, \quad (\text{П2.2})$$

где $M = m_{\text{пог}} \ell$ — масса проводника пролета, кг; ℓ — длина пролета, м; g — ускорение силы тяжести, м/с²; $\omega_0 = \sqrt{g/L}$ — частота малых собственных колебаний расчетного маятника, 1/с, причем $L = 2f/3$, м; f — провес провода в середине пролета, м; $F_{\text{расч}}^{(2)}$ — расчетная электродинамическая сила при двухфазном к. з., которую вычисляют по формуле, Н:

$$F_{\text{расч}}^{(2)} = F_0^{(2)} \lambda = \frac{\mu \mu_0 \ell \left(\sqrt{2} I_{n0}^{(2)} \right)^2 \cdot 10^6}{4\pi a} \lambda = k_1 \frac{\ell \left(\sqrt{2} I_{n0}^{(2)} \right)^2}{a} \lambda, \quad (\text{П2.3})$$

где $k_1 = \mu \mu_0 \cdot 10^6 / (4\pi) = 1 \cdot 4\pi \cdot 10^{-7} \cdot 10^6 / (4\pi) = 0,1$ Гн/м; $F_0^{(2)}$ — постоянная составляющая электродинамической нагрузки на проводник в пролете при двухфазном к. з., Н; μ — относительная магнитная проницаемость воздушной среды (для воздуха $\mu = 1$); μ_0 — магнитная проницаемость вакуума, Гн/м.

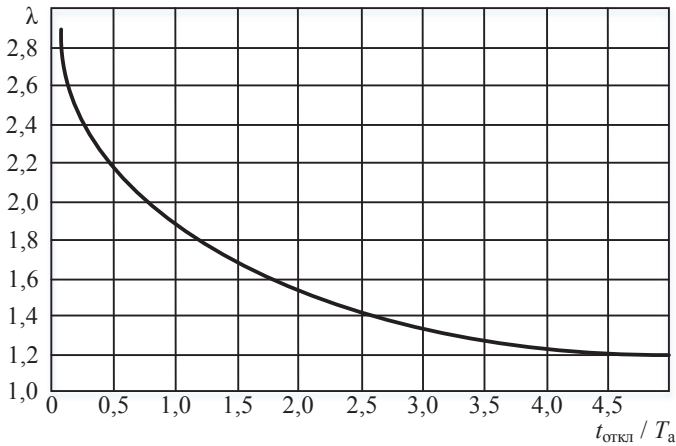


Рис. П2.1. Зависимость коэффициента от $t_{\text{откл}} / T_a$

2. При $t_{\text{откл}} < t_{\text{пред}}$ горизонтальное смещение проводника при к. з. вычисляют по формуле, м:

$$s = 1,23 \frac{\mu \mu_0}{4\pi} \sqrt{gf} \frac{\lambda \left(\sqrt{2} I_{n0}^{(2)} \right)^2 \cdot 10^6 t_{\text{откл}}}{aq} = k_2 \sqrt{gf} \frac{\lambda \left(\sqrt{2} I_{n0}^{(2)} \right)^2 t_{\text{откл}}}{aq}, \quad (\text{П2.4})$$

где $k_2 = 1,23 \cdot \mu \mu_0 \cdot 10^6 / (4\pi) = 1,23 \cdot 1 \cdot 4\pi \cdot 10^{-7} \cdot 10^6 / (4\pi) = 0,123$ Гн/м.

В случае, когда вычисленное по формуле значение s оказывается больше стрелы провеса проводника в середине пролета, следует принимать $s = f$.

3. При $t_{\text{пред}} < t_{\text{откл}} < 0,6 \cdot 2\pi / \omega_0$ горизонтальное смещение проводника при к. з. вычисляют по одной из формул, м:

$$\left. \begin{aligned} s &= f \sin \alpha_{\text{max}} \quad \text{при} \quad \frac{\Delta W_{\text{к}}}{MgL} \leq 1; \\ s &= f \quad \text{при} \quad \frac{\Delta W_{\text{к}}}{MgL} > 1, \end{aligned} \right\} \quad (\text{П2.5})$$

где α_{max} — угол максимального отклонения проводника от вертикали, определяемый по формуле, рад:

$$\alpha_{\text{max}} = \arccos[1 - \Delta W_{\text{к}} / (MgL)]; \quad (\text{П2.6})$$

$\Delta W_{\text{к}} = f(F_{\text{расч}}^{(2)} / Mg, L / a, \tau_{\text{откл}})$ — энергия, накопленная проводником

пролета за время к. з. и определяемая с использованием рис. П2.2 (здесь $\tau_{\text{откл}} = t_{\text{откл}} / T_0 = t_{\text{откл}} \omega_0 / (2\pi)$ — относительная продолжительность к. з. в долях от периода собственных колебаний проводника в пролете), Дж.

Ниже представлены зависимости $\Delta W_{\text{к}} / (MgL)$ от относительной продолжительности двухфазного к. з.

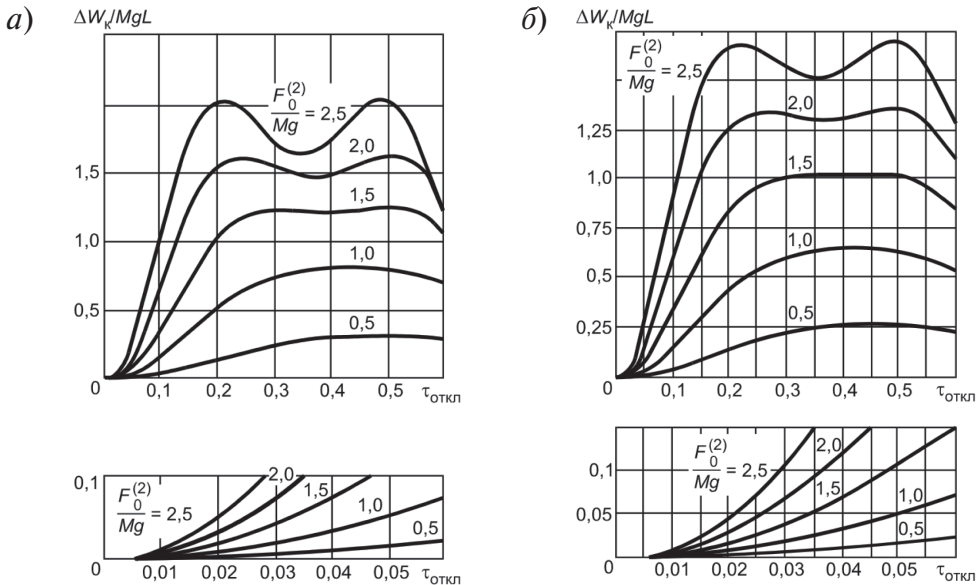


Рис. П2.2. Зависимости $\Delta W_{\text{к}} / (MgL)$ от относительной продолжительности двухфазного к. з. (Начало. Продолжение см. на с. 158):

а) при $2L/a = 0,5$; б) при $2L/a = 1,1$

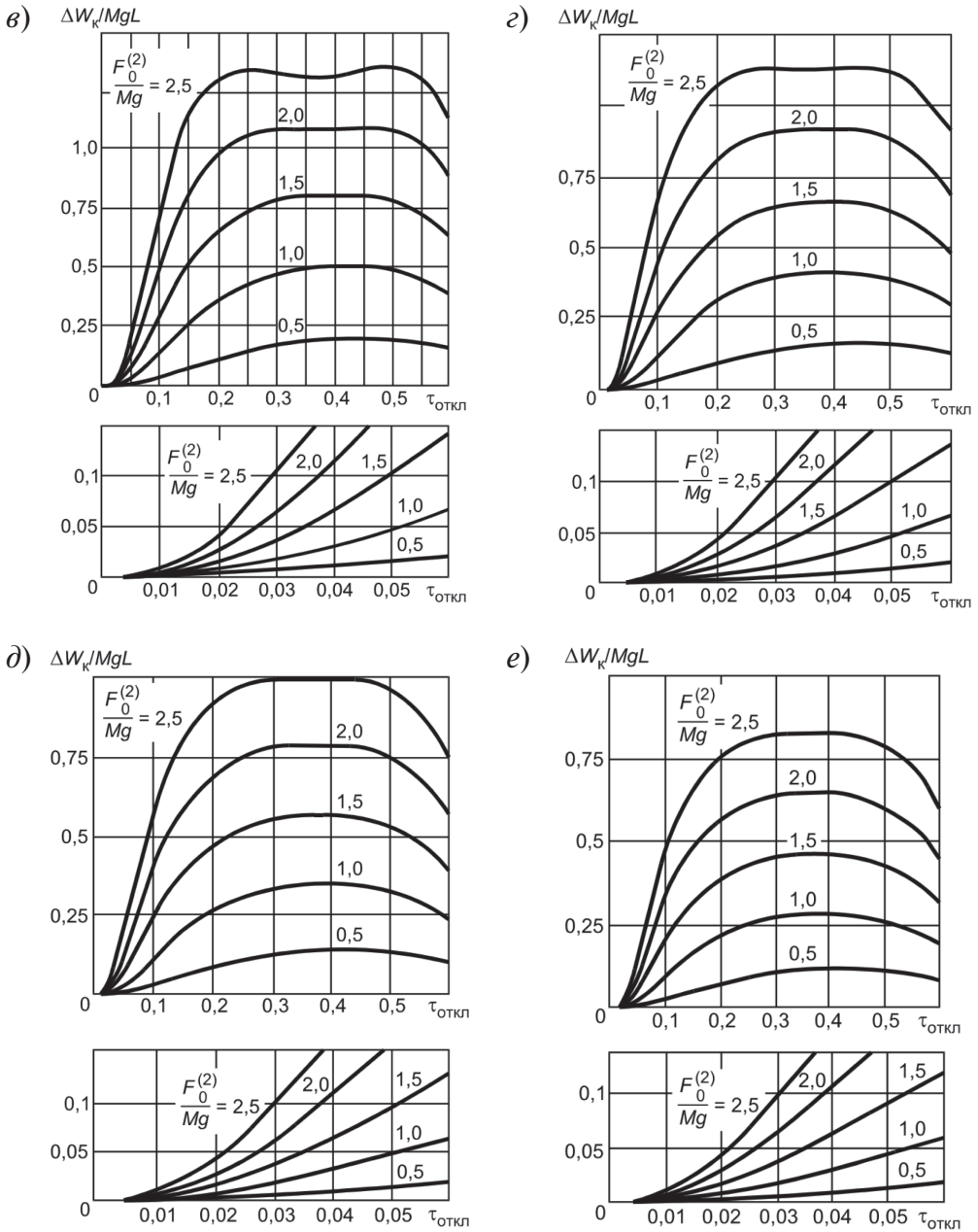


Рис. П2.2. Зависимости $\Delta W_K / (MgL)$ от относительной продолжительности двухфазного к. з. (Продолжение. Окончание см. на с. 159):

б) при $2L/a = 2,1$; в) при $2L/a = 3,1$; г) при $2L/a = 4,1$; е) при $2L/a = 5,1$

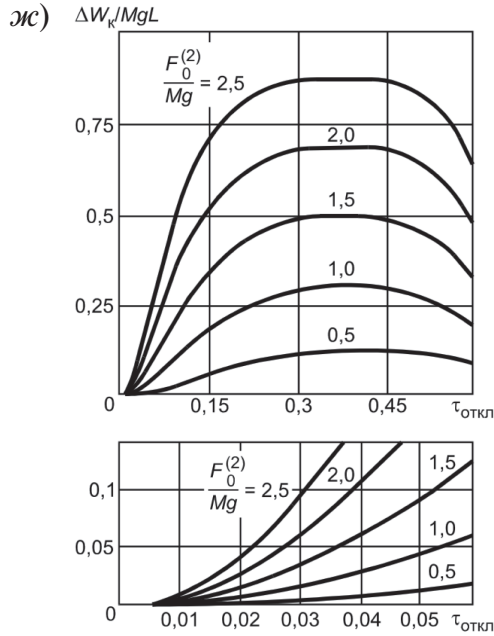


Рис. П2.2. Зависимости $\Delta W_{\kappa}/(MgL)$ от относительной продолжительности двухфазного к. з. (Окончание. Начало см. на с. 157):
жс) при $2L/a = 5,7$

4. При $t_{\text{откл}} > 0,6(2\pi / \omega_0)$ горизонтальное смещение проводника также вычисляют по формулам (П2.5), однако входящую в формулы (П2.5) и (П2.6) энергию ΔW_{κ} , Дж, приближенно оценивают по одной из формул:

$$\left. \begin{aligned} \Delta W_{\kappa} &= 0,5F_{\text{расч}}^{(2)} a \ln \frac{a+2L}{a}, \text{ если } 0,5F_{\text{расч}}^{(2)} a \ln \frac{a+2L}{a} > MgL; \\ \Delta W_{\kappa} &= 0MgL, \text{ если } 0,5F_{\text{расч}}^{(2)} a \ln \frac{a+2L}{a} \leq MgL, \end{aligned} \right\} \quad (\text{П2.7})$$

где h — высота подъема проводника над его положением до к. з., м, которую определяют с использованием рис. П2.3.

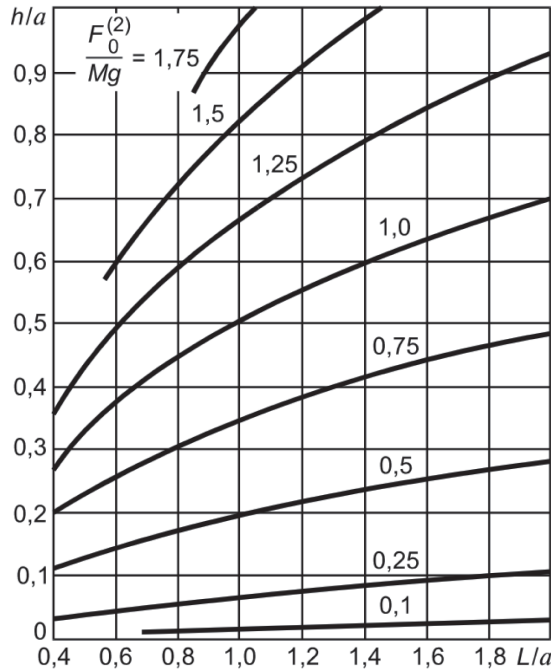


Рис. П2.3. Характеристики $h/a = f(L/a)$ при двухфазном к. з.

5. Определяют максимальное сближение проводников (минимальное расстояние между проводниками) по формуле:

$$a_{\min} = a - 2(s + r_p), \quad (\text{П2.8})$$

где s — найденное максимальное горизонтальное смещение проводника в середине пролета от равновесного положения, для расщепленных фаз это горизонтальное смещение оси расчетного одиночного проводника с поперечным сечением, равным сумме сечений всех проводников фазы, в середине пролета; r_p — радиус расщепления фазы, м.

Максимальное тяжение в проводнике $F_{\max f}$ следует определять, полагая, что энергия, накопленная проводником во время к. з., трансформируется в потенциальную энергию деформации растяжения при падении проводника, поднятого электродинамическими силами над исходным равновесным положением, после отключения к. з. При этом значение $F_{\max f}$, Дж, составляет

$$F_{\max f} = (\Delta W_{\kappa} + W_{(0)}) \frac{2}{\Delta \ell_{\text{пр}}}, \quad (\text{П2.9})$$

где $W_0 = \frac{1}{2} F_{(0)}^2 \ell_{\text{пр}} / (ES)$ — потенциальная энергия деформации проводника в полете при тяжении, равном тяжению в нем до к. з., Дж; $F_{(0)} = mg \ell_{\text{пр}}^2 / (8f)$ — тяжение (продольная сила) в проводнике до к. з., Н; m — погонная масса проводника, кг; E — модуль упругости материала проводника, Н/м²; S — площадь поперечного сечения проводника, м²; $\Delta \ell_{\text{пр}}$ — удлинение проводника в полете при усилии в нем, равном $F_{\text{max } f}$, м; $\ell_{\text{пр}}$ — длина проводника в полете, м, которую допускается принимать равной длине полета ℓ .

При выполнении условия $t_{\text{откл}} < t_{\text{пред}}$ значение $\Delta W_{\text{к}}$ допускается определять по приближенной формуле:

$$\Delta W_{\text{к}} = \frac{(F_{\text{расч}}^{(2)} t_{\text{откл}})^2}{2M} \lambda. \quad (\text{П2.10})$$

При отсутствии характеристики жесткости провода $\Delta \ell = f(F)$ приближенное значение максимально возможного тяжения в проводнике допускается определять по формуле:

$$F_{\text{max } f} = \sqrt{2ES \frac{\Delta W_{\text{к}}}{\ell} + F_{(0)}^2}, \quad (\text{П2.11})$$

где ES — жесткость поперечного сечения провода при растяжении, Н; E — модуль упругости материала проводника, Н/м²; S — площадь поперечного сечения проводника, м².

Модуль упругости материалов проводника, полученного скручиванием проволок, следует снижать (в два-три раза) по сравнению с модулем упругости материала отдельных проволок.

Значение нижнего предела максимального тяжения в проводнике $F_{\text{max } 2}$ в случае, когда проводник после отключения к. з. (при относительно малом токе) плавно возвращается в исходное положение, совершая затем затухающие (из-за аэродинамического сопротивления атмосферы) колебания, выбирается наибольшим из двух значений силы тяжения F_2 , вычисляемых по формулам:

$$\left. \begin{aligned} F_2 &= F_{(0)} \sqrt{1 + \left(\frac{F_{\text{расч}}^{(2)}}{Mg} \right)^2}; \\ F_2 &= F_{(0)} \left(1 + 2 \frac{\Delta W_{\text{к}}}{MgL} \right), \end{aligned} \right\} \quad (\text{П2.12})$$

при этом траектория движения центра масс проводника близка к окружности.

Влияние гирлянд изоляторов и ответвлений с гибкой ошиновкой приближенно учитывается увеличением погонной силы тяжести и стрелы провеса проводников путем замены в приведенных выше формулах массы проводника M приведенной массой $M_{пр} = M\gamma + M_{отв}$ и стрелы провеса f «приведенной» стрелой провеса $f_{пр} = f + \ell_r \cos\beta$, где γ — коэффициент приведения массы (табл. П2.1); $M_{отв}$ — масса отводов в пролете; ℓ_r — длина гирлянды изоляторов; β — угол отклонения натяжных гирлянд от вертикали до к. з., рад.

Таблица П2.1

Коэффициент приведения массы γ при различных отношениях провеса гирлянды к стреле провеса проводника f_r/f и массы гирлянды к массе проводника в пролете M_r/M

| f_r/f | Значение коэффициента приведения массы γ при различных M_r/M | | | | | | | | |
|---------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 0,01 | 0,02 | 0,05 | 0,10 | 0,20 | 0,50 | 1,00 | 2,00 | 3,00 |
| 0,01 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,001 | 1,002 | 1,003 | 1,005 | 1,006 |
| 0,02 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,001 | 1,002 | 1,004 | 1,007 | 1,010 | 1,012 |
| 0,05 | 1,000 | 1,000 | 1,001 | 1,002 | 1,004 | 1,010 | 1,016 | 1,024 | 1,029 |
| 0,10 | 1,000 | 1,001 | 1,002 | 1,004 | 1,008 | 1,019 | 1,031 | 1,048 | 1,058 |
| 0,20 | 1,001 | 1,002 | 1,004 | 1,008 | 1,015 | 1,034 | 1,059 | 1,090 | 1,110 |
| 0,50 | 1,002 | 1,003 | 1,008 | 1,016 | 1,031 | 1,071 | 1,130 | 1,200 | 1,250 |
| 1,00 | 1,002 | 1,005 | 1,012 | 1,024 | 1,048 | 1,110 | 1,200 | 1,330 | 1,430 |
| 2,00 | 1,003 | 1,007 | 1,017 | 1,033 | 1,065 | 1,150 | 1,290 | 1,500 | 1,670 |
| 3,00 | 1,004 | 1,007 | 1,019 | 1,037 | 1,073 | 1,180 | 1,330 | 1,600 | 1,820 |

Примечание. M_r — масса гирлянд (суммарная масса двух натяжных гирлянд у двух опор проводников в пролете или масса одной гирлянды, если на опорах гирлянды подвесные); M — масса проводника в пролете; f_r — провес гирлянд; f — стрела провеса проводника.

Приложение 3

Номинальные параметры силовых трансформаторов

| Тип | S , МВ·А | $U_{ВН}$, кВ | $U_{СН}$, кВ | $U_{НН1}$, кВ | $U_{НН2}$, кВ | Группа | $U_{К,BC}$ % | $U_{К,ВН}$ % | $U_{К,СН}$ % | РПН/ПБВ | I_{xx} % | ΔP_{xx} кВт | $\Delta P_{кз}$ кВт | $C_{гпр}$ тыс. руб. |
|--------------------|---------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------------|---------------|------------------------|------------------------|---------------------------|
| ТМ-25/10 | 0,025 | 10(6) | — | 0,4 | — | У/УН-0 | — | 4,5 | — | $\pm 2 \times 2,5\%$ | 3,2 | 0,13 | 0,6 | — |
| ТМ-40/10 | 0,04 | 10(6) | — | 0,4 | — | У/УН-0 | — | 4,5 | — | $\pm 2 \times 2,5\%$ | 3 | 0,18 | 0,88 | — |
| ТМ-63/10 | 0,063 | 10(6) | — | 0,4 | — | У/УН-0 | — | 4,5 | — | $\pm 2 \times 2,5\%$ | 2,8 | 0,24 | 1,28 | — |
| ТМ-100/10 | 0,1 | 10(6) | — | 0,4 | — | У/УН-0 | — | 4,5 | — | $\pm 2 \times 2,5\%$ | 2,6 | 0,33 | 1,97 | — |
| ТМ-160/10 | 0,16 | 10(6) | — | 0,4 | — | У/УН-0 | — | 4,5 | — | $\pm 2 \times 2,5\%$ | 2,4 | 0,51 | 2,65 | — |
| ТРИАЛ | 0,16 | 10(6) | — | 0,4 | — | ... | — | 4,5 | — | $\pm 2 \times 2,5\%$ | — | 0,61 | — | — |
| ТМ-250/10 | 0,25 | 10(6) | — | 0,4 | — | У/УН-0 | — | 4,5 | — | $\pm 2 \times 2,5\%$ | 2,4 | 0,74 | 3,7 | — |
| ТРИАЛ | 0,25 | 10(6) | — | 0,4 | — | ... | — | 4 | — | $\pm 2 \times 2,5\%$ | — | 0,82 | — | — |
| ТМ-400/10 | 0,4 | 10(6) | — | 0,4 | — | У/УН-0 | — | 4,5 | — | $\pm 2 \times 2,5\%$ | 2,1 | 0,95 | 5,5 | — |
| ТМ-630/10 | 0,63 | 10(6) | — | 0,4 | — | У/УН-0 | — | 5,5 | — | $\pm 2 \times 2,5\%$ | 2 | 1,31 | 7,6 | — |
| ТМГ-1000/10 | 1 | 10(6) | — | 0,4 | — | У/УН-0; Д/УН-11 | — | 5,5 | — | $\pm 2 \times 2,5\%$ | 0,7 | 1,6 | 10,8 | — |
| ТМН-2500/110-У1 | 2,50 | 115 | — | 6,6; 11 | — | УН/Д-11 | — | 10,5 | — | $\pm 8 \times 2\%$ | 1,20 | 5 | 22 | — |
| ТМН-6300/110-У1 | 6,30 | 115 | — | 6,6; 11 | — | УН/Д-11 | — | 10,5 | — | $\pm 9 \times 1,78\%$ | 1,00 | 10 | 44 | 6342,0 |
| ТМТН-6300/110-81У1 | 6,30 | 115 | 38,50 | 6,6; 11 | — | УН/УН/ Д-0-11 | 10,5 | 17,0 | 6,0 | $\pm 9 \times 1,78\%$ | 1,20 | 12,5 | 52 | 9747,5 |
| ТДН-10000/110-82У1 | 10 | 115 | — | 6,6; 11 | — | УН/Д-11 | — | 10,5 | — | $\pm 9 \times 1,78\%$ | 0,90 | 14 | 58 | 14621,5 |
| ТДН-16000/110-У1 | 16 | 115 | — | 6,6; 11 | — | УН/Д-11 | — | 10,5 | — | $\pm 9 \times 1,78\%$ | 0,70 | 18 | 85 | 8400,0 |

| Тип | S, МВА | U _{ВН} , кВ | U _{СН} , кВ | U _{НН1} , кВ | U _{НН2} , кВ | Группа | U _{квс} % | U _{квн} % | U _{ксн} % | РПН/ПБВ | I _{хх} % | ΔP _{хх} кВт | ΔP _{кз} кВт | C _{тр} , руб |
|-------------------------------|-----------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------|----------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| ТРДН-25000/110-У1 | 25 | 115 | — | 11 | 10,5 | УН/Д/Д-11-11 | — | 10,5 | — | ±9×1,78% | 0,65 | 25 | 120 | 11 305,0 |
| ТНДЦН-25000/16000/ 110-У1 | 25 | 115 | — | 6,6; 11 | — | УН/Д-11 | — | 16,5 | — | ±9×1,78% | 0,45 | 18 | 208 | 9 712,5 |
| ТРДН-32000/220-ХЛ1 | 32 | 230 | 0 | 6,6; 11 | — | УН/УН/Д0-11 | 12,5 | 22,0 | 9,5 | ±2×2,5% | 0,55 | 45 | 150 | 19 250,0 |
| ТРДН-40000/220-У1 | 40 | 230 | — | 11 | 6,6 | УН/Д-Д-11-11 | — | 11,5 | — | ±12×1% | 0,60 | 50 | 170 | 20 125,0 |
| ТРДН-40000/110-У1 | 40 | 115 | — | 11 | 10,5 | УН/Д/Д-11-11 | — | 10,5 | — | ±9×1,78% | 0,55 | 34 | 170 | 15 400,0 |
| ТРНДЦН-40000/25000/ 110-У1 | 40 | 115 | — | 11 | 6,6 | УН/Д/Д-11-11 | — | 16,8 | — | ±9×1,78% | 0,65 | 22 | 180 | 11 987,5 |
| ТРДЦН-63000/220-У1 | 63 | 230 | — | 6 | 6,3 | УН/Д-Д-11-11 | — | 11,5 | — | ±12×1% | 0,50 | 70 | 265 | 27 405,0 |
| ТРДН-63000/220-У1 | 63 | 230 | — | 39 | — | УН/Д-11 | — | 11,5 | — | ±12×1% | 0,50 | 70 | 265 | 27 405,0 |
| ТРДН-63000/110-У1 | 63 | 115 | — | 11 | 6,3 | УН/Д/Д-11-11 | — | 10,5 | — | ±9×1,78% | 0,50 | 50 | 245 | 19 250,0 |
| ТРДН-63000/110-У1 | 63 | 115 | — | 11 | 6,3 | УН/Д/Д-11-11 | — | 10,5 | — | ±9×1,78% | 0,50 | 50 | 245 | 19 250,0 |
| ТРДН-80000/110-У1 | 80 | 115 | — | 11 | 6,3 | УН/Д/Д-11-11 | — | 10,5 | — | ±9×1,78% | 0,45 | 58 | 310 | 22 050,0 |

Номинальные параметры коммутационных аппаратов

Таблица П4.1

Номинальные параметры вакуумных силовых выключателей 10 кВ

| Тип | $U_{\text{ном}}$ кВ | $I_{\text{ном}}$ А | $I_{\text{откл.ном}}$ кА | $\beta_{\text{н}}$ % | $i_{\text{дин}}$ кА | $I_{\text{дин}}$ кА | $i_{\text{вкл.ном}}$ кА | $I_{\text{вкл.ном}}$ кА | $I_{\text{тер}}$ кА | $t_{\text{тер}}$ с | $t_{\text{с.в}}$ с | $t_{\text{п.в}}$ с |
|----------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------------------|------------------------|------------------------|----------------------------|----------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| VD4 12.06.16 | 10 | 630 | 16 | 30 | 40 | 16 | 40 | 16 | 16 | 3 | 0,045 | 0,01 |
| VD4 12.12.16 | 10 | 1250 | 20 | 30 | 50 | 20 | 50 | 20 | 20 | 3 | 0,045 | 0,01 |
| VD4 12.16.25 | 10 | 1600 | 25 | 30 | 63 | 25 | 63 | 25 | 25 | 3 | 0,045 | 0,01 |
| VD4 12.20.32 | 10 | 2000 | 31,5 | 30 | 80 | 31,5 | 80 | 31,5 | 31,5 | 3 | 0,045 | 0,01 |
| VD4 12.25.40 | 10 | 2500 | 40 | 30 | 100 | 40 | 100 | 40 | 40 | 3 | 0,045 | 0,01 |
| VD4 12.32.40 | 10 | 3150 | 40 | 30 | 100 | 40 | 100 | 40 | 40 | 3 | 0,045 | 0,01 |
| VD4 12.40.40 | 10 | 4000 | 50 | 30 | 128 | 50 | 128 | 50 | 50 | 3 | 0,045 | 0,01 |
| ВБПВ-10 | 10 | 630; 1000; 1600 | 20 | 30 | 50 | 20 | 50 | 20 | 20 | 3 | 0,04 | 0,1 |
| ВБПС-10 | 10 | 630; 1000; 1600 | 20 | 30 | 50 | 20 | 50 | 20 | 20 | 3 | 0,04 | 0,1 |
| ВБСИ-10-10/XXX | 10 | 400–630 | 10 | 30 | 25 | 10 | 25 | 10 | 10 | 3 | 0,04 | 0,1 |
| ВБСИ-10-20/XXXX | 10 | 1000 | 20 | 30 | 50 | 20 | 50 | 20 | 20 | 3 | 0,04 | 0,1 |
| ВБСИБ-10-20/XXXX | 10 | 1000 | 20 | 30 | 50 | 20 | 50 | 20 | 20 | 3 | 0,04 | 0,1 |
| ВБЧ-СП-10-20/XXXX | 10 | 630–600 | 20 | 30 | 50 | 20 | 50 | 20 | 20 | 3 | 0,04 | 0,1 |
| ВБЧС-Э (П) | 10 | 630; 1000; 1600 | 20 | 30 | 50 | 20 | 50 | 20 | 20 | 3 | 0,04 | 0,1 |
| ВБЭ-110-XX/XXXX | 10 | 1600 | 31,5 | 20 | 80 | 31,5 | 80 | 31,5 | 31,5 | 3 | 0,025 | 0,07 |
| ВВ 10У-40/1250 ЗД ТЗ | 10 | 1250 | 40 | 25 | 80 | 31,5 | 80 | 40 | 40 | 3 | 0,04 | 0,1 |

Окончание табл. П4.1

| Тип | $U_{\text{ном}},$ кВ | $I_{\text{ном}},$ А | $I_{\text{откл.ном}},$ кА | $\beta_{\text{н}},$ % | $i_{\text{дин}},$ кА | $I_{\text{дин}},$ кА | $i_{\text{вкл.ном}},$ кА | $I_{\text{вкл.ном}},$ кА | $I_{\text{тер}},$ кА | $t_{\text{тер}},$ с | $t_{\text{с.в}},$ с | $t_{\text{п.в}},$ с |
|-------------------|-------------------------|--|------------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| ВВ 10У-40/1600 | 10 | 1600 | 40 | 30 | 51 | 30 | 80 | 30 | 30 | 3 | 0,04 | 0,06 |
| ВВ (Э)-10 | 10 | 630; 1000; 1600 | 31,5 | 25 | 51 | 25 | | 25 | 25 | 3 | 0,04 | 0,06 |
| ВВ/TEL-10/630 | 10 | 630 | 20 | 30 | 51 | 20 | 51 | 20 | 20 | 3 | 0,025 | 0,05 |
| ВВ/TEL-10/1600 | 10 | 1600 | 31,5 | 30 | 51 | 31,5 | 51 | 31,5 | 31,5 | 3 | 0,025 | 0,05 |
| ВВ/TEL-10/2000 | 10 | 2000 | 31,5 | 30 | 51 | 31,5 | 51 | 31,5 | 31,5 | 3 | 0,025 | 0,05 |
| ВВ/TEL-10/2500 | 10 | 2500 | 40 | 30 | 80 | 40 | 80 | 40 | 40 | 3 | 0,025 | 0,05 |
| ВВ-10-XX/XXXX | 10 | 630; 1000; 1250; 160; 2500; 3150 | 20; 31,5; 40 | 30 | 52; 80 | 20–40 | 52; 80 | 20–40 | 20–40 | 3 | 0,025 | 0,05 |
| ВВ-М-10-XX/XXX | 10 | 630–1250 | 20; 31,5 | 30 | 52; 80 | 20–31,5 | 52; 80 | 20–31,5 | 20; 31,5 | 3 | 0,025 | 0,05 |
| ВВП-М-10-20/XXXX | 10 | 630–1600 | 20 | 24 | 52 | 20 | 52 | 20 | 20 | 3 | 0,035 | 0,06 |
| ВВТП-10–20/XXXX | 10 | 630; 1000; 1250; 1600 | 20 | 24,5 | 52 | 20 | 52 | 20 | 20 | 3 | 0,03 | 0,05 |
| ВВТЭ-М-10-20/XXXX | 10 | 630–1600 | 20 | 30 | 52 | 20 | 52 | 20 | 20 | 3 | 0,04 | 0,1 |
| ВВЭ-10-XX/XXX УЗ | 10 | 630; 1000; 1250; 1600; 2500 | 20; 31,5 | 40 | 52; 80 | 20; 31,5 | 52; 80 | 20; 31,5 | 20; 31,5 | 3 | 0,055 | 0,05 |
| ВВЭ-М-10-XX/XXX | 10 | 630–1600 | 20,4; 40 | 30 | 80 | 20,4; 40 | 80 | 20,4; 40 | 20,4; 40 | 3 | 0,04 | 0,1 |
| ЭВОЛИС-10 | 10 | 630–2500 | 25; 31,5; 40 | 40 | 62,5; 80 | 25–40 | 62,5; 80 | 40 | 25–40 | 3 | 0,03 | 0,06 |

Таблица П4.2

Номинальные параметры элегазовых силовых выключателей 110 кВ

Выключатели элегазовые

| Тип | $U_{\text{ном}}$, кВ | $I_{\text{ном}}$, кА | $I_{\text{отк, ном}}$, кА | $\beta_{\text{г}}$, % | $i_{\text{дин}}$, кА | $I_{\text{дин}}$, кА | $i_{\text{вкл, ном}}$, кА | $I_{\text{вкл, ном}}$, кА | $I_{\text{тер}}$, кА | $t_{\text{тер}}$, с | $t_{\text{с, в}}$, с | $t_{\text{п, в}}$, с | m , кг |
|------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------------|---------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------|
| VF07,12,50 | 6 | 1,25 | 50 | 20 | 128 | 50 | 128 | ... | 50 | 3 | 0,06 | ... | 105 |
| VF07,16,50 | 6 | 1,6 | 50 | 20 | 128 | 50 | ... | ... | 50 | 3 | 0,06 | ... | 120 |
| ВГП-10 | 6 | 2 | 3,2 | ... | ... | ... | 102 | 40 | ... | 3 | ... | 0,055 | 160 |
| VF07,20,50 | 7,2 | 2 | 50 | 20 | 128 | 50 | 128 | 50 | 50 | 3 | 0,06 | ... | 120 |
| VF12,08,16 | 12 | 0,8 | 16 | 20 | 40 | 16 | 40 | 16 | 16 | 3 | 0,06 | ... | 105 |
| VF12,08,20 | 12 | 0,8 | 20 | 20 | 50 | 20 | 50 | 20 | 20 | 3 | 0,06 | ... | 105 |
| VF12,08,31 | 12 | 0,8 | 31,5 | 20 | 80 | 31,5 | 80 | 31,5 | 31,5 | 3 | 0,06 | ... | 105 |
| VF12,12,16 | 12 | 1,25 | 16 | 20 | 40 | 16 | 40 | 16 | 16 | 3 | 0,06 | ... | 105 |
| VF12,12,20 | 12 | 1,25 | 20 | 20 | 50 | 20 | 50 | 20 | 20 | 3 | 0,06 | ... | 105 |
| VF12,12,31 | 12 | 1,25 | 31,5 | 20 | 80 | 31,5 | 80 | 31,5 | 31,5 | 3 | 0,06 | ... | 105 |
| VF12,12,40 | 12 | 1,25 | 40 | 20 | 110(128) | 40 | 110(128) | 40 | 43,5 | 3 | 0,06 | ... | 105 |
| VF12,16,31 | 12 | 1,6 | 31,5 | 20 | 80 | 31,5 | 80 | 31,5 | 31,5 | 3 | 0,06 | ... | 120 |
| VF12,16,40 | 12 | 1,6 | 40 | 20 | 110(128) | 40 | 110(128) | 40 | 43,5 | 3 | 0,06 | ... | 120 |
| VF12,20,31 | 12 | 2 | 31,5 | 20 | 80 | 31,5 | 80 | 31,5 | 31,5 | 3 | 0,06 | ... | 120 |
| VF12,20,40 | 12 | 2 | 40 | 20 | 110(128) | 40 | 110(128) | 40 | 43,5 | 3 | 0,06 | ... | 130 |
| VF12,25,31 | 12 | 2,5 | 31,5 | 20 | 80 | 31,5 | 80 | 31,5 | 31,5 | 3 | 0,06 | ... | 130 |
| HGI 2 | 17,5 | 6,3 | 50 | 40 | 138 | 50 | 138 | 50 | 50 | 3 | 0,03 | 0,056 | ... |
| HGI 3 | 17,5 | 8 | 60 | 44 | 138 | 60 | 138 | 60 | 60 | 3 | 0,023 | 0,048 | ... |
| HGC 3 | 17,5 | 7,7/7,5 | 63 | 40 | 190 | 63 | 190 | 63 | 63 | 3 | 0,03 | <0,06 | ... |
| HEC 3/6 | 24 | 12/13 | 100 | 40 | 190 | 100 | 190 | 100 | 100 | 3 | 0,03 | ... | 7400 |
| HEC 5/6 | 24 | 12/13 | 120 | 40 | 190 | 120 | 190 | 120 | 120 | 3 | 0,03 | ... | 7400 |

Продолжение табл. П4.2

| Тип | $U_{ном}$, кВ | $I_{ном}$, кА | $I_{отк, ном}$, кА | $\beta_{из}$, % | $i_{дин}$, кА | $I_{дин}$, кА | $i_{вкл, ном}$, кА | $I_{вкл, ном}$, кА | $I_{тер}$, кА | $t_{тер}$, с | $t_{с, в}$, с | $t_{п, в}$, с | m , кг |
|--------------------|-------------------|-------------------|------------------------|---------------------|-------------------|-------------------|------------------------|------------------------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------|
| НЕС 7/8 | 24 | 12/13 | 160 | 40 | 220 | 120 | 220 | 120 | 120 | 3 | 0,03 | ... | 15000 |
| ВГБЭ-35 | 35 | 0,63 | 12,5 | 32 | 40 | 12,5 | 40 | 12,5 | 12,5 | 3 | 0,04 | 0,07 | 800 |
| ВГБ-110 А | 110 | 2 | 40 | 30 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | ... | ... | 3000 |
| ВГБУ-110 | 110 | 2 | 40 | 45 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,03 | 0,06 | 3500 |
| ВГТ-110П-40/2500У1 | 110 | 2,5 | 40 | 40 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,03 | 0,05 | 1650 |
| 145РМ40 | 110 | 3 | 40 | 47 | 100 | 40 | 100 | 40 | 40 | 3 | 0,03 | 0,05 | 3630 |
| ВГУ-110П-40/3150У1 | 110 | 3,15 | 40 | 40 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,028 | 0,055 | 5000 |
| ВГУ-110 | 110 | 31,5 | 45 | 45 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,025 | 0,055 | ... |
| ЛТВ145Д1/В | 110 | 2,5– 3,15 | 40 | 52 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,019– 0,025 | 0,04 | 3600 |
| 3 АП1FG | 145 | 3,15 | 40 | 52 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,025 | 0,06 | ... |
| ВГБ-220 | 220 | 2 | 40 | 35 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,035 | 0,055 | 11000 |
| ВГБП-220 | 220 | 2 | 40 | 36 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,04 | 6 | 10210 |
| ВГБУ-220 | 220 | 2 | 40 | 45 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,03 | 0,06 | 4900 |
| ВГБМ-220 | 220 | 2 | 40 | 45 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,03 | 0,06 | 4900 |
| ВГБУ-220 | 220 | 2 | 50 | 45 | 102 | 50 | 102 | 50 | 50 | 3 | 0,035 | 0,06 | 5000 |
| ВГТ-220П-40/2500У1 | 220 | 2,5 | 40 | 40 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,03 | 0,05 | 5600 |
| ВГУ-220 | 220 | 31,5 | 40 | 47 | 150 | 45 | 150 | 45 | 50 | 2 | 0,027 | 0,055 | ... |
| 242РМР | 220 | 1,2/2 | 20 | 40 | 65 | 40 | 65 | 40 | 40 | 3 | 0,04 | ... | ... |
| НРЛ242В1 | 220 | 2,5–5 | 40; 50 | 56 | 100; 125 | 50 | 100; 125 | 50 | 50 | 3 | 0,017– 0,021 | 0,04 | 2990 |
| 242РМР1 | 220 | 2/3/4 | 20/40 | 40 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,04 | ... | ... |
| 242РМР1 | 220 | 3/4 | 40 | 40 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,04 | ... | ... |

Окончание табл. П4.2

| Тип | $U_{ном}$, кВ | $I_{ном}$, кА | $I_{отк, ном}$, кА | $\beta_{ис}$, % | $i_{дин}$, кА | $I_{дин}$, кА | $i_{вкл, ном}$, кА | $I_{вкл, ном}$, кА | $I_{тер}$, кА | $t_{тер}$, с | $t_{с, в}$, с | $t_{п, в}$, с | m , кг |
|--------------------|-------------------|-------------------|------------------------|---------------------|-------------------|-------------------|------------------------|------------------------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------|
| 242PMR | 220 | 3/4 | 40 | 50 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,025– 0,033 | 0,055 | 5550 |
| ВГБ-330 | 330 | 3,15 | 40 | 35 | 102 | 35 | 102 | 35 | 35 | 3 | 0,035 | 0,055 | 17000 |
| ВГУ-330П-40/3150У1 | 330 | 3,15 | 40 | 40 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,028 | 0,055 | 8000 |
| НРЛ420В2 | 330 | 4 | 40; 50; 63 | 51 | 100; 125 | 63 | 125 | 63 | 40; 50; 63 | 3 | 0,02– 0,026 | 0,04 | 3x2272 |
| ВГУ-330 Б | 330 | 31,5 | 40 | 45 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,025 | 0,05 | 8000 |
| 362PM | 330 | 2/3 | 40/50 | 30 | 108; 135 | 40 | 108; 135 | 40 | 40 | 3 | 0,04 | 0,04 | 9566 |
| ВГУ-500 | 500 | 3,15 | 40 | 40 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,028 | 0,055 | 18500 |
| ВГУ-500П-40/3150У1 | 500 | 3,15 | 40 | 40 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,028 | 0,055 | 18500 |
| НРЛ550В2 | 500 | 2,5–5 | 40 | 56 | 125 | 40 | 125 | 40 | 50 | 3 | 0,016– 0,02 | 0,04 | 3x2399 |
| ВГУ-500 Б | 500 | 2; 31,5 | 40 | 45 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,025 | 0,05 | 17000 |
| 550PM | 500 | 3, 4 | 40; 50; 63 | 50 | 1102; 135; 170 | 50 | 102; 135; 170 | 50 | 50 | 3 | 0,016 | 0,04 | 14430 |
| ВГУ750 | 750 | 31,5 | 40 | 45 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,025 | 0,05 | 20000 |
| ВГБ-110У1 | 100 | 2 | 40 | 35 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,035 | 0,055 | 4500 |
| ВГУ-110У1 | 110 | 2 | 40 | 35 | 102 | 40 | 102 | 40 | 40 | 3 | 0,035 | 0,055 | 3500 |

Примечание. $U_{ном}$ — номинальное напряжение; $I_{ном}$ — номинальный ток; $I_{отк, ном}$ — номинальный ток отключения; $\beta_{ис}$ — процентное содержание аperiodической составляющей; $i_{дин}$ — ток электродинамической стойкости (наибольший пик); $I_{дин}$ — ток электродинамической стойкости (начальное действующее значение); $i_{вкл, ном}$ — номинальный ток включения (наибольший пик); $I_{вкл, ном}$ — номинальный ток включения (начальное действующее значение); $I_{тер}$ — ток термической стойкости; $t_{тер}$ — время протекания тока; $t_{с, в}$ — собственное время отключения; $t_{п, в}$ — полное время отключения; m — полная масса выключателя.

Таблица П4.3

Номинальные параметры разъединителей 110 кВ

| Тип | $U_{ном},$ кВ | $I_{ном},$ А | $I_{дин},$ кА | $I_{тер},$ кА | $t_{тер},$ с | Тип привода |
|------------------------|------------------|-----------------|------------------|------------------|-----------------|---|
| РДЗ-110/1000 Н. УХЛ1 | 110 | 1000 | 63 | 25 | 3 | ПР-2 Б-УХЛ1, ПД-5У1 (ХЛ1), ПР-2 Б-УХЛ1 |
| РГ-110/1000УХЛ1 | 110 | 1000 | 80 | 31,5 | 3 | ПДГ-9-УХЛ1-1, ПРГ-6-УХЛ1-1 |
| РД (3)-110 | 110 | 1000 | 80 | 31,5 | 3 | ПР (3)-У1 |
| РДЗ-110 Б/1250 Н. УХЛ1 | 110 | 1250 | 80 | 25 | 3 | ПР-2 Б-УХЛ1, ПД-5У1 (ХЛ1), ПР-2 Б-УХЛ1, ПРГ-2 Б-УХЛ1 |
| РГ-126—1600УХЛ1 | 110 | 1600 | 100 | 40 | 3 | ПДГ9-УХЛ1, ПРГ6-УХЛ1 |
| SGF 123n* | 110 | 1600 | 100 | 40 | 3 | МТ 50, МТ 100 |
| РДЗ-110—2000 Н. УХЛ1 | 110 | 2000 | 80 | 31,5 | 3 | ПР-2 Б-УХЛ1, ПД-5У1 (ХЛ1), ПР-2 Б-УХЛ1, ПРГ-2 Б-УХЛ1 |
| РДЗ-110 Б/2000 Н. УХЛ1 | 110 | 2000 | 80 | 31,5 | 3 | ПР-2 БТ1, ПД-5 Т1, ПРГ-2 БТ1, ПДГ5-Т1, ПДГ5-5У1 (ХЛ1) |
| РГ-110/2000УХЛ1 | 110 | 2000 | 100 | 40 | 3 | ПДГ-9-УХЛ1-1, ПРГ-6-УХЛ1-1 |
| SGF 123p | 110 | 2500 | 100 | 40 | 3 | МТ 50, МТ 100 |
| РДЗ-110/3150 Н. УХЛ1 | 110 | 3150 | 100 | 40 | 3 | ПДГ-5У1 (ХЛ1) |

Разрядные характеристики аккумуляторных батарей GroE

| Тип | Конечное напряжение 1,70 В/эл разряд, А | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------|---|--------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|------|------|--|
| | 30 с | 1 мин | 2 мин | 3 мин | 5 мин | 7 мин | 10 мин | 15 мин | 20 мин | 30 мин | 1 ч | 3 ч | 5 ч | 10 ч | |
| 3 GroE 75 | 196,5 | 196,5 | 196,5 | 196,5 | 177,0 | 157,5 | 142,5 | 120,0 | 103,5 | 82,2 | 51,3 | 22,8 | 15,6 | 7,5 | |
| 4 GroE 100 | 262,0 | 262,0 | 262,0 | 262,0 | 236,0 | 210,0 | 190,0 | 160,0 | 138,0 | 109,6 | 68,4 | 30,4 | 20,8 | 10,0 | |
| 5 GroE 125 | 327,5 | 327,5 | 327,5 | 327,5 | 295,0 | 262,5 | 237,5 | 200,0 | 172,5 | 137,0 | 85,5 | 38,0 | 26,0 | 12,5 | |
| 6 GroE 150 | 393,0 | 393,0 | 393,0 | 393,0 | 354,0 | 315,0 | 285,0 | 240,0 | 207,0 | 164,4 | 102,6 | 45,6 | 31,2 | 15,0 | |
| 7 GroE 175 | 458,5 | 458,5 | 458,5 | 458,5 | 413,0 | 367,5 | 332,5 | 280,0 | 241,5 | 191,8 | 119,7 | 53,2 | 36,4 | 17,5 | |
| 8 GroE 200 | 524,0 | 524,0 | 524,0 | 524,0 | 472,0 | 420,0 | 380,0 | 320,0 | 276,0 | 219,2 | 136,8 | 60,8 | 41,6 | 20,0 | |
| 9 GroE 225 | 589,5 | 589,5 | 589,5 | 589,5 | 531,0 | 472,5 | 427,5 | 360,0 | 310,5 | 246,6 | 153,9 | 68,4 | 46,8 | 22,5 | |
| 10 GroE 250 | 655,0 | 655,0 | 655,0 | 655,0 | 590,0 | 525,0 | 475,0 | 400,0 | 345,0 | 274,0 | 171,0 | 76,0 | 52,0 | 25,0 | |
| 11 GroE 275 | 720,5 | 720,5 | 720,5 | 720,5 | 649,0 | 577,5 | 522,5 | 440,0 | 379,5 | 301,4 | 188,1 | 83,6 | 57,2 | 27,5 | |
| 12 GroE 300 | 786,0 | 786,0 | 786,0 | 786,0 | 708,0 | 630,0 | 570,0 | 480,0 | 414,0 | 328,8 | 205,2 | 91,2 | 62,4 | 30,0 | |
| 13 GroE 325 | 851,5 | 851,5 | 851,5 | 851,5 | 767,0 | 682,5 | 617,5 | 520,0 | 448,5 | 356,2 | 222,3 | 98,8 | 67,6 | 32,5 | |
| 14 GroE 350 | 917,0 | 917,0 | 917,0 | 917,0 | 826,0 | 735,0 | 665,0 | 560,0 | 483,0 | 383,6 | 239,4 | 106,4 | 72,8 | 35,0 | |
| 15 GroE 375 | 982,5 | 982,5 | 982,5 | 982,5 | 885,0 | 787,5 | 712,5 | 600,0 | 517,5 | 411,0 | 256,5 | 114,0 | 78,0 | 37,5 | |
| 16 GroE 400 | 1048,0 | 1048,0 | 1048,0 | 1048,0 | 944,0 | 840,0 | 760,0 | 640,0 | 552,0 | 438,4 | 273,6 | 121,6 | 83,2 | 40,0 | |
| 17 GroE 425 | 1113,5 | 1113,5 | 1113,5 | 1113,5 | 1003,0 | 892,5 | 807,5 | 680,0 | 586,5 | 465,8 | 290,7 | 129,2 | 88,4 | 42,5 | |
| 18 GroE 450 | 1179,0 | 1179,0 | 1179,0 | 1179,0 | 1062,0 | 945,0 | 855,0 | 720,0 | 621,0 | 493,2 | 307,8 | 136,8 | 93,6 | 45,0 | |

| Тип | Конечное напряжение 1,80 В/эл разряд, А | | | | | | | | | | | | | |
|-------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|------|------|
| | 30 с | 1 мин | 2 мин | 3 мин | 5 мин | 7 мин | 10 мин | 15 мин | 20 мин | 30 мин | 1ч | 3ч | 5ч | 10ч |
| 3 GroE 75 | 135,6 | 135,6 | 135,6 | 135,6 | 129,0 | 123,3 | 108,0 | 94,8 | 84,0 | 70,2 | 48,0 | 22,5 | 15,3 | 7,5 |
| 4 GroE 100 | 180,8 | 180,8 | 180,8 | 180,8 | 172,0 | 164,4 | 144,0 | 126,4 | 112,0 | 93,6 | 64,0 | 30,0 | 20,4 | 10,0 |
| 5 GroE 125 | 226,0 | 226,0 | 226,0 | 226,0 | 215,0 | 205,5 | 180,0 | 158,0 | 140,0 | 117,0 | 80,0 | 37,5 | 25,5 | 12,5 |
| 6 GroE 150 | 271,2 | 271,2 | 271,2 | 271,2 | 258,0 | 246,6 | 216,0 | 189,6 | 168,0 | 140,4 | 96,0 | 45,0 | 30,6 | 15,0 |
| 7 GroE 175 | 316,4 | 316,4 | 316,4 | 316,4 | 301,0 | 287,7 | 252,0 | 221,2 | 196,0 | 163,8 | 112,0 | 52,5 | 35,7 | 17,5 |
| 8 GroE 200 | 361,6 | 361,6 | 361,6 | 361,6 | 344,0 | 328,8 | 288,0 | 252,8 | 224,0 | 187,2 | 128,0 | 60,0 | 40,8 | 20,0 |
| 9 GroE 225 | 406,8 | 406,8 | 406,8 | 406,8 | 387,0 | 369,9 | 324,0 | 284,4 | 252,0 | 210,6 | 144,0 | 67,5 | 45,9 | 22,5 |
| 10 GroE 250 | 452,0 | 452,0 | 452,0 | 452,0 | 430,0 | 411,0 | 360,0 | 316,0 | 280,0 | 234,0 | 160,0 | 75,0 | 51,0 | 25,0 |
| 11 GroE 275 | 497,2 | 497,2 | 497,2 | 497,2 | 473,0 | 452,1 | 396,0 | 347,6 | 308,0 | 257,4 | 176,0 | 82,5 | 56,1 | 27,5 |
| 12 GroE 300 | 542,4 | 542,4 | 542,4 | 542,4 | 516,0 | 493,2 | 432,0 | 379,2 | 336,0 | 280,8 | 192,0 | 90,0 | 61,2 | 30,0 |
| 13 GroE 325 | 587,6 | 587,6 | 587,6 | 587,6 | 559,0 | 534,3 | 468,0 | 410,8 | 364,0 | 304,2 | 208,0 | 97,5 | 66,3 | 32,5 |
| 14 GroE 350 | 632,8 | 632,8 | 632,8 | 632,8 | 602,0 | 575,4 | 504,0 | 442,4 | 392,0 | 327,6 | 224,0 | 105,0 | 71,4 | 35,0 |
| 15 GroE 375 | 678,0 | 678,0 | 678,0 | 678,0 | 645,0 | 616,5 | 540,0 | 474,0 | 420,0 | 351,0 | 240,0 | 112,5 | 76,5 | 37,5 |
| 16 GroE 400 | 723,2 | 723,2 | 723,2 | 723,2 | 688,0 | 657,6 | 576,0 | 505,6 | 448,0 | 374,4 | 256,0 | 120,0 | 81,6 | 40,0 |
| 17 GroE 425 | 768,4 | 768,4 | 768,4 | 768,4 | 731,0 | 698,7 | 612,0 | 537,2 | 476,0 | 397,8 | 272,0 | 127,5 | 86,7 | 42,5 |
| 18 GroE 450 | 813,6 | 813,6 | 813,6 | 813,6 | 774,0 | 739,8 | 648,0 | 568,8 | 504,0 | 421,2 | 288,0 | 135,0 | 91,8 | 45,0 |

Приложение 6

Нормы максимальных допустимых систематических нагрузок трансформаторов

Таблица П6.1
Максимальные допустимые систематические нагрузки при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{охл}} = -20^\circ\text{C}$

| $h, \text{ч}$ | М и Д | | | | | | | | | | ДЦ | | | | | | | | | |
|---------------|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | |
| | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 0,25 | 0,4 |
| 0,5 | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | 1,85 | 1,82 | 1,74 | 1,74 | + | + |
| 1,0 | + | + | + | + | + | + | + | + | + | 1,79 | 1,77 | 1,76 | 1,74 | 1,72 | 1,69 | 1,66 | 1,63 | 1,63 | 1,76 | 1,74 |
| 2,0 | + | + | 1,90 | 1,96 | 1,93 | 1,89 | 1,85 | 1,79 | 1,79 | 1,61 | 1,61 | 1,60 | 1,59 | 1,57 | 1,56 | 1,54 | 1,52 | 1,52 | 1,60 | 1,60 |
| 4,0 | 1,70 | 1,69 | 1,67 | 1,66 | 1,64 | 1,62 | 1,60 | 1,57 | 1,57 | 1,47 | 1,46 | 1,46 | 1,45 | 1,45 | 1,44 | 1,43 | 1,42 | 1,42 | 1,46 | 1,46 |
| 6,0 | 1,56 | 1,55 | 1,54 | 1,54 | 1,53 | 1,51 | 1,50 | 1,48 | 1,48 | 1,40 | 1,40 | 1,40 | 1,39 | 1,39 | 1,39 | 1,38 | 1,37 | 1,37 | 1,40 | 1,40 |
| 8,0 | 1,48 | 1,48 | 1,47 | 1,47 | 1,46 | 1,45 | 1,45 | 1,43 | 1,43 | 1,37 | 1,36 | 1,36 | 1,36 | 1,36 | 1,36 | 1,35 | 1,35 | 1,35 | 1,37 | 1,37 |
| 12,0 | 1,41 | 1,40 | 1,40 | 1,40 | 1,40 | 1,39 | 1,39 | 1,38 | 1,38 | 1,33 | 1,33 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,33 | 1,33 |
| 24,0 | 1,30 | 1,30 | 1,30 | 1,30 | 1,30 | 1,30 | 1,30 | 1,30 | 1,30 | 1,26 | 1,26 | 1,26 | 1,26 | 1,26 | 1,26 | 1,26 | 1,26 | 1,26 | 1,26 | 1,26 |

Таблица П6.2
Максимальные допустимые систематические нагрузки при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{охл}} = -10^\circ\text{C}$

| $h, \text{ч}$ | М и Д | | | | | | | | | | ДЦ | | | | | | | | | |
|---------------|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | |
| | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 0,25 | 0,4 |
| 0,5 | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | 1,80 | 1,77 | 1,74 | 1,70 | 1,65 | 1,65 | + | + |
| 1,0 | + | + | + | + | + | + | + | 1,95 | 1,95 | 1,72 | 1,70 | 1,69 | 1,67 | 1,65 | 1,62 | 1,59 | 1,55 | 1,55 | 1,70 | 1,70 |
| 2,0 | 1,95 | 1,92 | 1,90 | 1,87 | 1,83 | 1,79 | 1,75 | 1,69 | 1,69 | 1,55 | 1,54 | 1,53 | 1,52 | 1,51 | 1,49 | 1,47 | 1,44 | 1,44 | 1,54 | 1,54 |
| 4,0 | 1,62 | 1,61 | 1,60 | 1,58 | 1,56 | 1,54 | 1,52 | 1,48 | 1,48 | 1,41 | 1,40 | 1,40 | 1,39 | 1,38 | 1,38 | 1,37 | 1,35 | 1,35 | 1,40 | 1,40 |
| 6,0 | 1,49 | 1,48 | 1,47 | 1,46 | 1,45 | 1,44 | 1,42 | 1,40 | 1,40 | 1,34 | 1,34 | 1,34 | 1,33 | 1,33 | 1,32 | 1,32 | 1,31 | 1,31 | 1,34 | 1,34 |
| 8,0 | 1,41 | 1,41 | 1,40 | 1,40 | 1,39 | 1,38 | 1,37 | 1,36 | 1,36 | 1,31 | 1,30 | 1,30 | 1,30 | 1,30 | 1,29 | 1,29 | 1,28 | 1,28 | 1,30 | 1,30 |
| 12,0 | 1,34 | 1,34 | 1,33 | 1,33 | 1,33 | 1,32 | 1,31 | 1,31 | 1,31 | 1,27 | 1,27 | 1,26 | 1,26 | 1,26 | 1,26 | 1,26 | 1,25 | 1,25 | 1,27 | 1,27 |
| 24,0 | 1,23 | 1,23 | 1,23 | 1,23 | 1,23 | 1,23 | 1,23 | 1,23 | 1,23 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 |

Таблица Пб.3
Максимальные допустимые систематические нагрузки при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{охл}} = 0^\circ \text{C}$

| $h, \text{ ч}$ | М и Д | | | | | | | | | | ДЦ | | | | | | | | | | | |
|----------------|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------------------------------------|------|------|------|------|------|--|--|--|--|--|--|
| | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | | |
| | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | | | | | | |
| 0,5 | + | + | + | + | + | + | + | + | 1,79 | 1,77 | 1,75 | 1,72 | 1,69 | 1,66 | 1,61 | 1,56 | | | | | | |
| 1,0 | + | + | + | + | + | 1,99 | 1,91 | 1,80 | 1,65 | 1,63 | 1,61 | 1,59 | 1,57 | 1,54 | 1,51 | 1,46 | | | | | | |
| 2,0 | 1,86 | 1,83 | 1,80 | 1,77 | 1,74 | 1,69 | 1,64 | 1,56 | 1,48 | 1,47 | 1,46 | 1,45 | 1,44 | 1,42 | 1,40 | 1,36 | | | | | | |
| 4,0 | 1,54 | 1,53 | 1,51 | 1,50 | 1,48 | 1,46 | 1,43 | 1,38 | 1,34 | 1,34 | 1,33 | 1,33 | 1,32 | 1,31 | 1,30 | 1,28 | | | | | | |
| 6,0 | 1,41 | 1,40 | 1,39 | 1,38 | 1,37 | 1,36 | 1,34 | 1,31 | 1,28 | 1,28 | 1,27 | 1,27 | 1,27 | 1,26 | 1,25 | 1,24 | | | | | | |
| 8,0 | 1,34 | 1,33 | 1,33 | 1,32 | 1,31 | 1,30 | 1,29 | 1,27 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,23 | 1,23 | 1,23 | 1,21 | | | | | | |
| 12,0 | 1,27 | 1,26 | 1,26 | 1,26 | 1,25 | 1,25 | 1,24 | 1,22 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,19 | 1,19 | | | | | | |

Таблица Пб.4
Максимальные допустимые систематические нагрузки при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{охл}} = +10^\circ \text{C}$

| $h, \text{ч}$ | М и Д | | | | | | | | | | ДЦ | | | | | | | | | | | |
|---------------|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------------------------------------|------|------|------|------|------|--|--|--|--|--|--|
| | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | | |
| | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | | | | | | |
| 0,5 | + | + | + | + | + | + | + | 1,84 | 1,71 | 1,69 | 1,67 | 1,64 | 1,61 | 1,57 | 1,52 | 1,44 | | | | | | |
| 1,0 | + | + | + | 2,00 | 1,94 | 1,86 | 1,76 | 1,60 | 1,57 | 1,55 | 1,54 | 1,52 | 1,49 | 1,46 | 1,42 | 1,35 | | | | | | |
| 2,0 | 1,76 | 1,73 | 1,70 | 1,67 | 1,63 | 1,58 | 1,51 | 1,40 | 1,41 | 1,40 | 1,39 | 1,38 | 1,36 | 1,34 | 1,31 | 1,26 | | | | | | |
| 4,0 | 1,46 | 1,44 | 1,43 | 1,41 | 1,39 | 1,36 | 1,32 | 1,25 | 1,28 | 1,27 | 1,27 | 1,26 | 1,25 | 1,24 | 1,22 | 1,19 | | | | | | |
| 6,0 | 1,33 | 1,32 | 1,31 | 1,30 | 1,29 | 1,27 | 1,24 | 1,20 | 1,21 | 1,21 | 1,21 | 1,20 | 1,20 | 1,19 | 1,18 | 1,15 | | | | | | |
| 8,0 | 1,26 | 1,26 | 1,25 | 1,24 | 1,23 | 1,22 | 1,20 | 1,17 | 1,18 | 1,18 | 1,17 | 1,17 | 1,17 | 1,16 | 1,15 | 1,13 | | | | | | |
| 12,0 | 1,19 | 1,19 | 1,18 | 1,18 | 1,17 | 1,16 | 1,15 | 1,13 | 1,14 | 1,14 | 1,14 | 1,13 | 1,13 | 1,13 | 1,12 | 1,11 | | | | | | |
| 24,0 | 1,08 | 1,08 | 1,08 | 1,08 | 1,08 | 1,08 | 1,08 | 1,08 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | | | | | | |

Таблица Пб.5

Максимальные допустимые систематические нагрузки при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{охл}} = +20^\circ\text{C}$

| $h, \text{ч}$ | М и Д | | | | | | | | | | ДЦ | | | | | | | | | |
|---------------|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | |
| | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 0,25 | 0,4 |
| 0,5 | + | + | + | + | + | 1,98 | 1,81 | 1,00 | 1,63 | 1,60 | 1,58 | 1,55 | 1,52 | 1,47 | 1,41 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,63 | 1,60 |
| 1,0 | + | 1,97 | 1,92 | 1,87 | 1,80 | 1,71 | 1,57 | 1,00 | 1,49 | 1,47 | 1,45 | 1,43 | 1,40 | 1,37 | 1,31 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,49 | 1,47 |
| 2,0 | 1,66 | 1,63 | 1,60 | 1,56 | 1,51 | 1,45 | 1,35 | 1,00 | 1,34 | 1,33 | 1,32 | 1,30 | 1,28 | 1,26 | 1,22 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,34 | 1,33 |
| 4,0 | 1,37 | 1,35 | 1,34 | 1,32 | 1,29 | 1,25 | 1,19 | 1,00 | 1,21 | 1,20 | 1,19 | 1,19 | 1,18 | 1,16 | 1,13 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,21 | 1,20 |
| 6,0 | 1,25 | 1,24 | 1,23 | 1,21 | 1,20 | 1,17 | 1,13 | 1,00 | 1,15 | 1,14 | 1,14 | 1,13 | 1,13 | 1,12 | 1,10 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,15 | 1,14 |
| 8,0 | 1,18 | 1,17 | 1,17 | 1,16 | 1,15 | 1,13 | 1,09 | 1,00 | 1,11 | 1,11 | 1,10 | 1,10 | 1,10 | 1,09 | 1,07 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,11 | 1,11 |
| 12,0 | 1,11 | 1,10 | 1,10 | 1,09 | 1,09 | 1,08 | 1,06 | 1,00 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,06 | 1,06 | 1,05 | 1,04 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,07 | 1,07 |
| 24,0 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |

Таблица Пб.6

Максимальные допустимые систематические нагрузки при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{охл}} = +30^\circ\text{C}$

| $h, \text{ч}$ | М и Д | | | | | | | | | | ДЦ | | | | | | | | | |
|---------------|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|------|------------------------------------|------|------|------|------|------|-----|-----|------|------|
| | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | |
| | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 0,25 | 0,4 |
| 0,5 | + | + | + | + | 1,92 | 1,76 | 1,27 | — | — | 1,54 | 1,51 | 1,49 | 1,46 | 1,42 | 1,36 | 1,21 | — | — | 1,54 | 1,51 |
| 1,0 | 1,89 | 1,84 | 1,79 | 1,73 | 1,64 | 1,51 | 1,12 | — | — | 1,41 | 1,39 | 1,37 | 1,34 | 1,31 | 1,26 | 1,12 | — | — | 1,41 | 1,39 |
| 2,0 | 1,55 | 1,52 | 1,48 | 1,44 | 1,38 | 1,29 | 1,02 | — | — | 1,26 | 1,25 | 1,24 | 1,22 | 1,20 | 1,16 | 1,05 | — | — | 1,26 | 1,25 |
| 4,0 | 1,28 | 1,26 | 1,24 | 1,21 | 1,18 | 1,12 | 0,97 | — | — | 1,13 | 1,13 | 1,12 | 1,11 | 1,10 | 1,07 | 0,99 | — | — | 1,13 | 1,13 |
| 6,0 | 1,16 | 1,15 | 1,13 | 1,12 | 1,09 | 1,05 | 0,95 | — | — | 1,07 | 1,07 | 1,06 | 1,06 | 1,05 | 1,03 | 0,97 | — | — | 1,07 | 1,07 |
| 8,0 | 1,09 | 1,08 | 1,08 | 1,06 | 1,05 | 1,02 | 0,94 | — | — | 1,04 | 1,03 | 1,03 | 1,03 | 1,02 | 1,00 | 0,96 | — | — | 1,04 | 1,03 |
| 12,0 | 1,02 | 1,02 | 1,01 | 1,00 | 0,99 | 0,97 | 0,92 | — | — | 0,99 | 0,99 | 0,99 | 0,99 | 0,98 | 0,97 | 0,94 | — | — | 0,99 | 0,99 |
| 24,0 | 0,91 | 0,91 | 0,91 | 0,91 | 0,91 | 0,91 | 0,91 | — | — | 0,92 | 0,92 | 0,92 | 0,92 | 0,92 | 0,92 | 0,92 | — | — | 0,92 | 0,92 |

Таблица Пб.7
Максимальные допустимые систематические нагрузки при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{охл}} = +30^\circ\text{C}$

| h, ч | М и Д | | | | | | | | | | ДЦ | | | | | | | | | |
|------|------------------------------------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|------------------------------------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|
| | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | |
| | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| 0,5 | + | + | 1,94 | 1,84 | 1,69 | 1,26 | — | — | — | — | 1,45 | 1,42 | 1,39 | 1,36 | 1,31 | 1,19 | — | — | — | — |
| 1,0 | 1,75 | 1,70 | 1,64 | 1,56 | 1,44 | 1,08 | — | — | — | — | 1,32 | 1,30 | 1,28 | 1,25 | 1,20 | 1,10 | — | — | — | — |
| 2,0 | 1,43 | 1,39 | 1,35 | 1,30 | 1,21 | 0,96 | — | — | — | — | 1,18 | 1,17 | 1,15 | 1,13 | 1,10 | 1,01 | — | — | — | — |
| 4,0 | 1,17 | 1,15 | 1,13 | 1,09 | 1,04 | 0,89 | — | — | — | — | 1,05 | 1,04 | 1,04 | 1,02 | 1,00 | 0,94 | — | — | — | — |
| 6,0 | 1,06 | 1,05 | 1,03 | 1,01 | 0,97 | 0,86 | — | — | — | — | 0,99 | 0,99 | 0,98 | 0,97 | 0,96 | 0,91 | — | — | — | — |
| 8,0 | 1,00 | 0,99 | 0,98 | 0,96 | 0,93 | 0,85 | — | — | — | — | 0,96 | 0,95 | 0,95 | 0,94 | 0,93 | 0,89 | — | — | — | — |
| 12,0 | 0,93 | 0,92 | 0,91 | 0,90 | 0,88 | 0,84 | — | — | — | — | 0,91 | 0,91 | 0,91 | 0,90 | 0,89 | 0,87 | — | — | — | — |
| 24,0 | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 | — | — | — | — | 0,84 | 0,84 | 0,84 | 0,84 | 0,84 | 0,84 | — | — | — | — |

Приложение 7

Нормы максимальных допустимых аварийных перегрузок трансформаторов

Таблица П7.1
Максимальные допустимые аварийные перегрузки при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{охл}} = -20\text{ }^{\circ}\text{C}$

| $h, \text{ч}$ | М и Д | | | | | | | | | | ДЦ | | | | | | | | | |
|---------------|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|--|--|--|--|
| | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | |
| | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | | | | |
| 0,5 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | | | | |
| 1,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | | | | |
| 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | | | | |
| 4,0 | 1,9 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | | | | |
| 6,0 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | | | | |
| 8,0 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | | | | |
| 12,0 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | | | | |
| 24,0 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | | | | |

Таблица П7.2
Максимальные допустимые аварийные перегрузки при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{охл}} = -10\text{ }^{\circ}\text{C}$

| $h, \text{ч}$ | М и Д | | | | | | | | | | ДЦ | | | | | | | | | | | |
|---------------|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|--|--|--|--|--|--|
| | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | | |
| | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | | | | | | |
| 0,5 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | | | | | | |
| 1,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | | | | | | |
| 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 1,9 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | | | | | | |
| 4,0 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | | | | | | |
| 6,0 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | | | | | | |
| 8,0 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | | | | | | |
| 12,0 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | | | | | | |
| 24,0 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | | | | | | |

Таблица П7.3

Максимальные допустимые аварийные перегрузки при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{охл}} = 0^\circ \text{C}$

| $h, \text{ч}$ | М и Д | | | | | | | | | | ДЦ | | | | | | | | | | | |
|---------------|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|--|--|--|--|--|--|
| | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | | |
| | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | | | | | | |
| 0,5 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 1,9 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 1,7 | | | | | | |
| 1,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,8 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | | | | | | |
| 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 1,8 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | | | | | | |
| 4,0 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | | | | | | |
| 6,0 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | | | | | | |
| 8,0 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | | | | | | |
| 12,0 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | | | | | | |
| 24,0 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | | | | | | |

Таблица П7.4

Максимальные допустимые аварийные перегрузки при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{охл}} = 10^\circ \text{C}$

| $h, \text{ч}$ | М и Д | | | | | | | | ДЦ | | | | | | | |
|---------------|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | |
| | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 |
| 0,5 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,6 |
| 1,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 |
| 2,0 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| 4,0 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 |
| 6,0 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 |
| 8,0 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 |
| 12,0 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 |
| 24,0 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 |

Таблица П7.5

Максимальные допустимые аварийные перегрузки при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{окл}} = 20^\circ \text{C}$

| h, ч | М и Д | | | | | | | | | | | | ДЦ | | | | | | | | | | | |
|------|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|--|-----|-----|-----|--|--|--|--|--|--|--|--|
| | K ₂ при значениях K ₁ 0,25—1,0 | | | | | | | | | | | | K ₂ при значениях K ₁ 0,25—1,0 | | | | | | | | | | | |
| | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | | | | | | | | |
| 0,5 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | | | | | | | | |
| 1,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,8 | 1,8 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | | | | | | | | |
| 2,0 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | | | | | | | | |
| 4,0 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | | | | | | | | |
| 6,0 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | | | | | | | | |
| 8,0 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | | | | | | | | |
| 12,0 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | | | | | | | | |
| 24,0 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | | | | | | | | |

Таблица П7.6

Максимальные допустимые аварийные перегрузки при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{окл}} = 30^\circ \text{C}$

| $h, \text{ч}$ | М и Д | | | | | | | | | | ДЦ | | | | | | | | | | | |
|---------------|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|--|--|--|--|--|--|
| | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | | |
| | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | | | | | | |
| 0,5 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | | | | | | |
| 1,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 1,9 | 1,8 | 1,7 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | | | | | | |
| 2,0 | 1,8 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | | | | | | |
| 4,0 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | | | | | | |
| 6,0 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | | | | | | |
| 8,0 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | | | | | | |
| 12,0 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | | | | | | |
| 24,0 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | | | | | | |

Таблица П7.7
Максимальные допустимые аварийные перегрузки при температуре охлаждающей среды $\theta_{\text{окл}} = 40^\circ \text{C}$

| $h, \text{ч}$ | М и Д | | | | | | | | | | ДЦ | | | | | | | | | |
|---------------|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|
| | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | | K_2 при значениях $K_1 0,25-1,0$ | | | | | | | | | |
| | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 0,25 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 0,25 | 0,4 |
| 0,5 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,6 | 1,6 |
| 1,0 | 2,0 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 1,8 | 1,7 | 1,6 | 1,4 | 1,4 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,3 | 1,3 | 1,5 | 1,5 |
| 2,0 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,4 | 1,4 |
| 4,0 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 |
| 6,0 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 |
| 8,0 | 1,2 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 |
| 12,0 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 |
| 24,0 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 |

Приложение 8

Токоведущие части

Таблица П8.1

Допустимый длительный ток для медных шин прямоугольного сечения

| Размеры, мм | Ток, А, при количестве полос на полюс или фазу | | | |
|-------------|--|-----------|-----------|-----------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 15×3 | 210 | — | — | — |
| 20×3 | 275 | — | — | — |
| 25×1 | 340 | — | — | — |
| 30×4 | 475 | — | — | — |
| 40×4 | 625 | —/1090 | — | — |
| 40×5 | 700/705 | —/1250 | — | — |
| 50×5 | 860/870 | —/1525 | —/1895 | — |
| 50×6 | 955/960 | —/1700 | —/2145 | — |
| 60×6 | 1125/1145 | 1740/1990 | 2240/2495 | — |
| 80×6 | 1480/1510 | 2110/2630 | 2720/3220 | — |
| 100×6 | 1810/1875 | 2470/3245 | 3170/3940 | — |
| 60×8 | 1320/1345 | 2160/2485 | 2790/3020 | — |
| 80×8 | 1690/1755 | 2620/3095 | 3370/3850 | — |
| 100×8 | 2080/2180 | 3060/3810 | 3930/4690 | — |
| 120×8 | 2400/2600 | 3400/4400 | 4340/5600 | — |
| 60×10 | 1475/1525 | 2560/2725 | 3300/3530 | — |
| 80×10 | 1900/1990 | 3100/3510 | 3990/4450 | — |
| 100×10 | 2310/2470 | 3610/4325 | 4650/5385 | 5300/6060 |
| 120×10 | 2650/2950 | 4100/5000 | 5200/6250 | 5900/6800 |

Таблица П8.2

Допустимый длительный ток для алюминиевых шин прямоугольного сечения

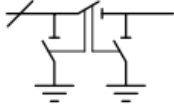
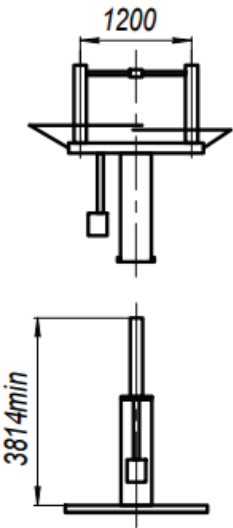
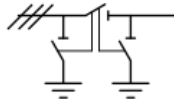
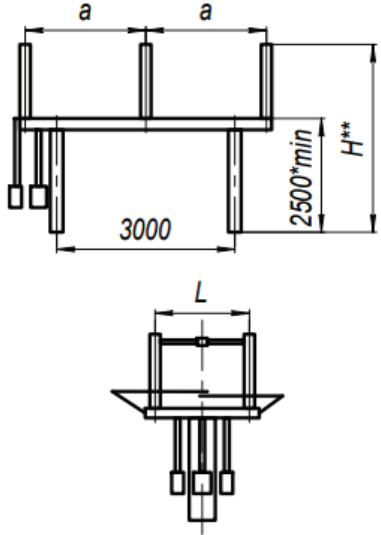
| Размеры, мм | Ток, А, при количестве полос на полюс или фазу | | | |
|-------------|--|-----------|-----------|-----------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 15×3 | 165 | — | — | — |
| 20×3 | 215 | — | — | — |
| 25×1 | 265 | — | — | — |
| 30×4 | 365/370 | — | — | — |
| 40×4 | 480 | —/855 | — | — |
| 40×5 | 540/545 | —/965 | — | — |
| 50×5 | 665/670 | —/1180 | —/1470 | — |
| 50×6 | 740/745 | —/1315 | —/1655 | — |
| 60×6 | 870/880 | 1350/1555 | 1720/1940 | — |
| 80×6 | 1150/1170 | 1630/2055 | 2100/2460 | — |
| 100×6 | 1425/1455 | 1935/2515 | 2500/3040 | — |
| 60×8 | 1025/1040 | 1680/1840 | 2180/2330 | — |
| 80×8 | 1320/1355 | 2040/2400 | 2620/2975 | — |
| 100×8 | 1625/1690 | 2390/2945 | 3050/3620 | — |
| 120×8 | 1900/2040 | 2650/3350 | 3380/4250 | — |
| 60×10 | 1155/1180 | 2010/2110 | 2650/2720 | — |
| 80×10 | 1480/1540 | 2410/2735 | 3100/3440 | — |
| 100×10 | 2310/2470 | 3610/4325 | 4650/5385 | 5300/6060 |
| 120×10 | 2650/2950 | 4100/5000 | 5200/6250 | 5900/6800 |


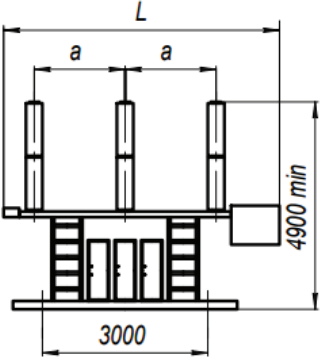

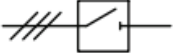
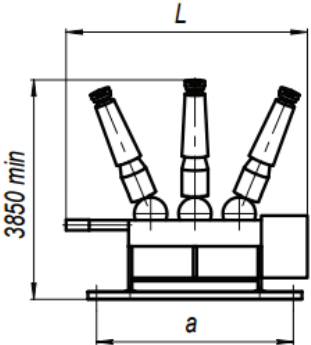
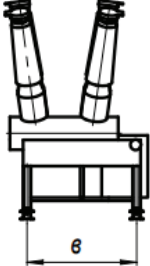
Приложение 9

Комплектные трансформаторные подстанции

Таблица П9.1

Перечень блоков комплектных трансформаторных подстанций 110 кВ

| Наименование | Схема главных соединений | Конструкция | Тип |
|---------------------------|---|---|-------------------|
| Блок разъединителя 110 кВ |  |  | РДЗ-110 |
| Блок разъединителя 110 кВ |  |  | РГ-110 SGF-123 |

| Наименование | Схема главных соединений | Конструкция | Тип |
|--|--|--|--|
| Блок выключателя 110 кВ колонкового исполнения |  |   | ВГТ-110П-40 $a = 1400$ $L = 5200$ ЛТВ145 D1 $a = 1750$ $L = 4630$ 3АРFG-145 $a = 1700$ $L = 3880$ |
| Блок выключателя 110 кВ бакового исполнения |  |   | ВЭБ-110 $a = 3000$ $b = 1074$ $L = 3650$ 3АР1DT-145 $a = 3000$ $b = 1080$ $L = 3800$ DT1-145F1 $a = 3000$ $b = 1372$ $L = 2284$ |

| Наименование | Схема главных соединений | Конструкция | Тип |
|-------------------|--------------------------|-------------|--|
| Блок ЗОН и ОПН | | | ЗОН-110 ТЕС-123 ОПНН-110 ОПНп-110 EXLIM PEXLIM |
| Блок ОПН | | | ОПН-110 ОПНп-110 ОПН-У-110 EXLIM PEXLIM |
| Блок ТТ | | | ТРГ-110 II H = 4640 ТФЗМ-110 II H = 4230 ТГФМ-110 H = 4526 ТОГ-110 H = 4860 ТФЗМ-110 Б-I H = 4090 TG 145 H = 4520 IOSK 123 H = 4750 |

| Наименование | Схема главных соединений | Конструкция | Тип |
|-----------------------|--------------------------|-------------|--|
| Блок ТН однофазный | | | НАМИ-110 $H = 4274$ НКФ-110 $H = 4264$ |
| Блок ТН | | | $a = 1750$ НКФ-123 $H = 4160$ НАМИ-110 $H = 4465$ НКФ-110-57 $H = 4290$ НКФА-110 $H = 4594$ ЗНОГ-110 $H = 4875$ ЕМФ 123 $H = 4995$ |
| Опорные изоляторы | | | ОСК 12,5-110 $H = 3638$ ОСК 20-110 $H = 3638$ ШО-110 $H = 3630$ ШОП-110 $H = 3630$ |

* Высота требует уточнения при непосредственном выполнении проекта ПС.

** Высота блока зависит от типа выбранного оборудования.

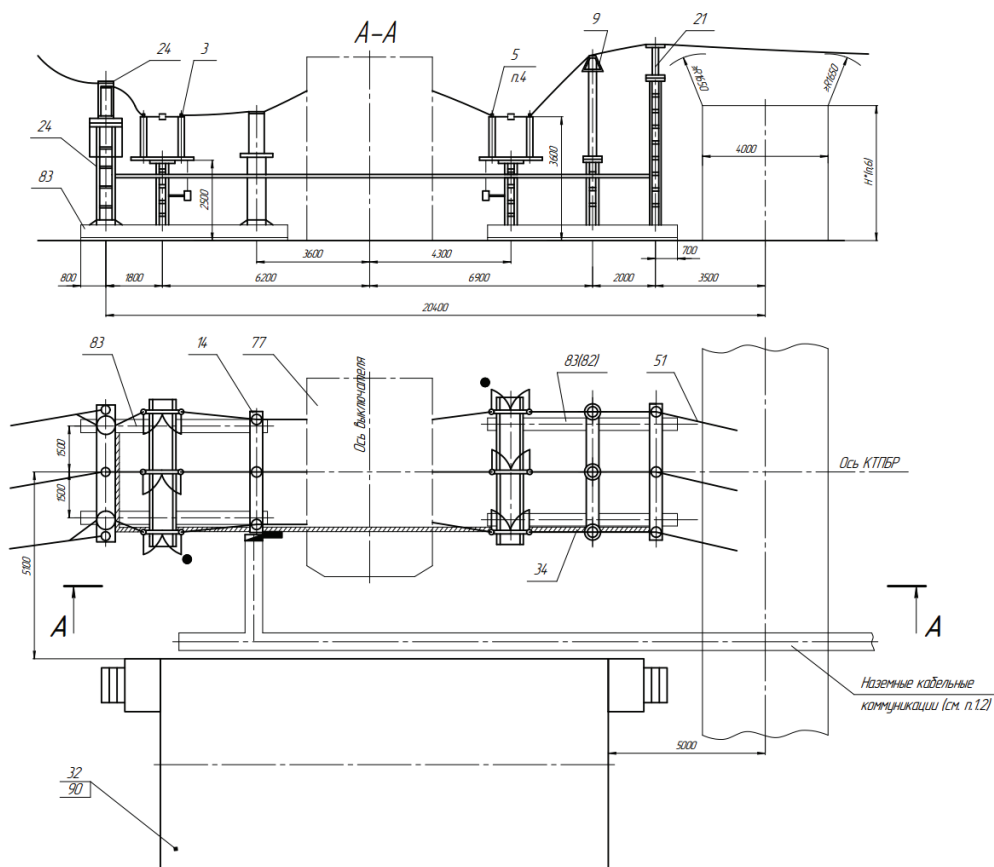


Рис. П9.1. Модуль КТП по схеме 3Н с разъединителями РДЗ-110, РГН-110:

3, 5 — блоки разъединителей 110 кВ; 9 — блок ОПН-110 кВ; 14 — блок трансформатора напряжения; 21 — блок опорных изоляторов 110 кВ; 24 — блок приема ВЛ 110 кВ; 32 — общеподстанционный пункт управления; 34 — раскладка кабельных конструкций; 51 — шина; 77 — узел силового выключателя; 83 — фундаментные конструкции



188

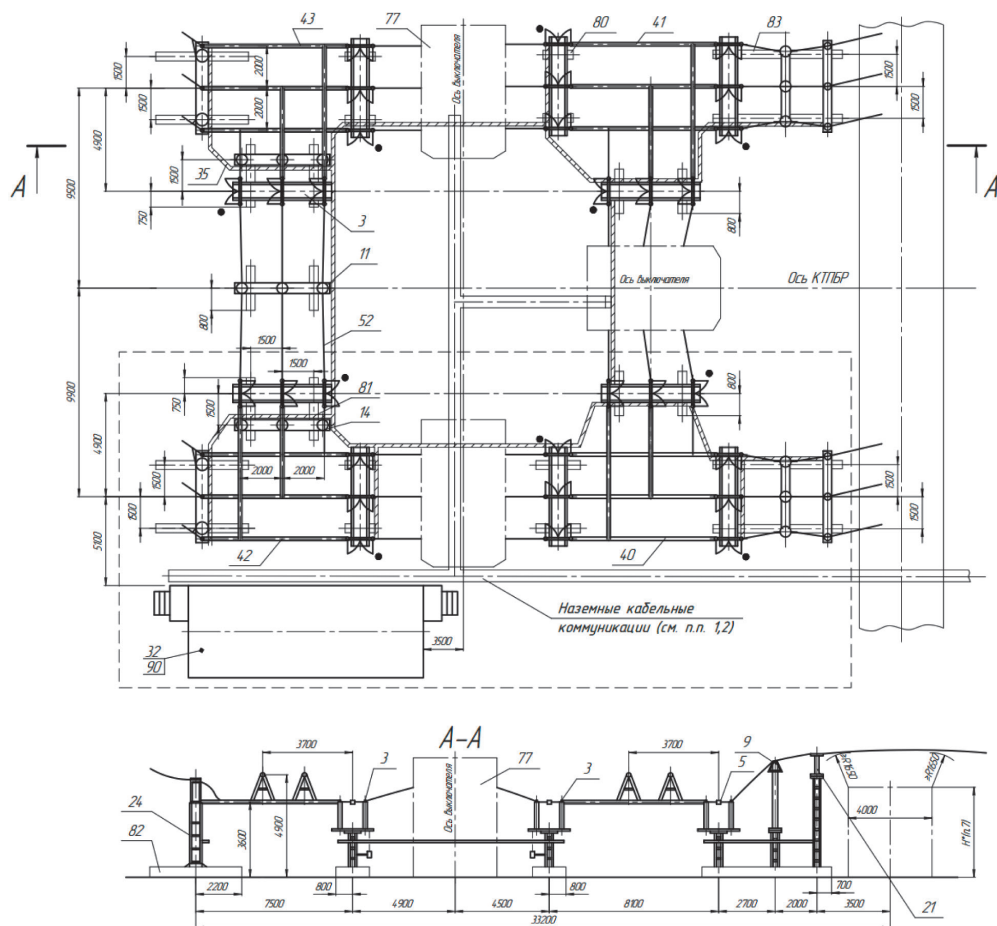


Рис. П9.3. Модуль КТП по схеме 5Н с разъединителями РДЗ-110, РГН-110:

3, 5, 9 — блоки разъединителей 110 кВ; 9 — блок ОПН-110 кВ; 14 — блок трансформатора тока; 14 — блок трансформатора напряжения; 21 — блок опорных изоляторов 110 кВ; 24 — блок приема ВЛ 110 кВ; 32 — общеподстанционный пункт управления; 34, 35 — раскладка кабельных конструкций; 40, 41, 42, 43 — ошиновка ОРУ 110 кВ; 50, 52 — шина; 77 — узел силового выключателя; 80–83, 90 — фундаментные и опорные конструкции

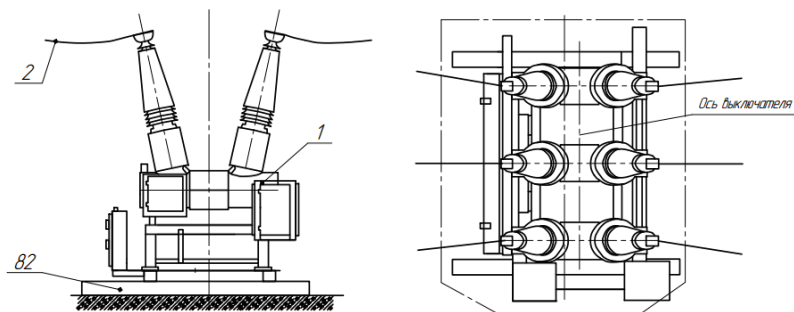


Рис. П9.4. Узел установки выключателя ВЭБ-110П-40/2000 УХЛ1:
1 — выключатель силовой; 2 — шина; 82 — опорная конструкция (стойка под силовой выключатель не показана)

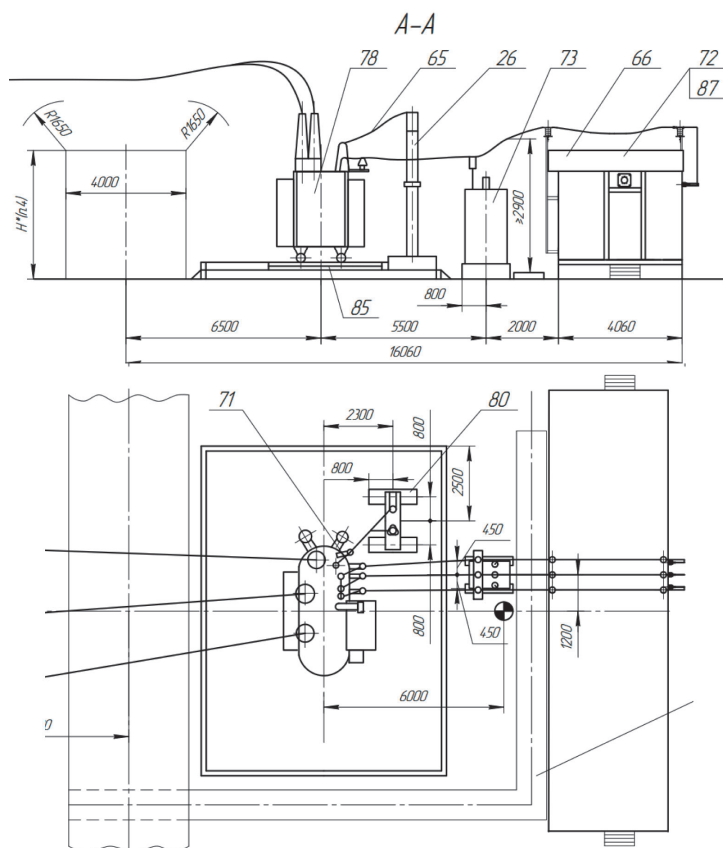


Рис. П9.5. Узел установки силового трансформатора 110/10 (6) кВ:
26 — блок ЗОН-110 и ОПН; 65 — шина; 66 — ошиновка 10 кВ; 72 — ЗРУ 10 (6) кВ;
73 — шкаф ТСН; 78 — трансформатор силовой; 80, 85, 87 — фундаментные и опорные конструкции

Учебное издание

Кокин Сергей Евгеньевич
Дмитриев Степан Александрович

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО
ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА**

Редактор Т. Е. Мерц
Верстка О. П. Игнатьевой

Подписано в печать 20.03.2018. Формат 70×100/16.
Бумага офсетная. Цифровая печать. Усл. печ. л. 15,5.
Уч.-изд. л. 8,6. Тираж 50 экз. Заказ 51

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: +7 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620083, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: +7 (343) 358-93-06, 350-58-20, 350-90-13
Факс: +7 (343) 358-93-06
<http://print.urfu.ru>

